

220kV 仿真变电站 现场运行规程

华北电力大学

2010年8月

目 录

1 适用范围及规范性引用文件	1
1.1 适用范围	1
1.2 规范性引用文件	1
2 设备概况	1
2.1 变电站的性质、主设备接线方式、控制方式	1
2.2 主变压器及无功设备容量、进出线回路及在电网中的送受关系	1
2.3 保护及自动装置的配置	2
2.4 主设备铭牌数据	7
3 调度范围的划分	7
4 一次设备运行操作的注意事项	8
4.1 一般规定	8
4.2 变压器运行和操作的注意事项	8
4.2.1 变压器的组成及作用	8
4.2.2 变压器巡视要求	8
4.2.3 变压器正常运行操作注意事项	12
4.3 断路器运行操作注意事项	14
4.3.1 断路器作用和组成	14
4.3.2 断路器的巡视检查项目	14
4.3.3 断路器正常运行操作注意事项	16
4.4 隔离开关运行操作的注意事项	18
4.4.1 隔离开关的作用及组成	18
4.4.2 隔离开关的巡视要求	18
4.4.3 隔离开关正常运行操作注意事项	19
4.5 互感器运行操作注意事项	20
4.5.1 互感器的作用及组成	20
4.5.2 互感器的巡视要求	20
4.5.3 互感器运行规定	21
4.6 母线及导线的运行和操作注意事项	21
4.6.1 母线及导线的巡视要求	21
4.6.2 母线及导线的运行操作注意事项	22
4.7 电力电容器、电抗器的运行和操作注意事项	22
4.7.1 电容器、电抗器的作用及组成	22
4.7.2 电容器、电抗器的巡视项目和标准	22
4.7.3 电容器运行操作注意事项	24
4.7.4 电抗器运行规定	24
4.8 消弧线圈的运行操作注意事项	24
4.8.1 消弧线圈的作用和原理	24

4.8.2	消弧线圈的巡视检查项目	25
4.8.3	消弧线圈正常运行规定	25
4.9	避雷器等过电压保护设备的运行操作注意事项	26
4.9.1	避雷器、避雷针的作用及其组成	26
4.9.2	避雷器等过电压保护设备的巡视检查维护项目	26
4.9.3	避雷器等过电压保护设备运行操作注意事项	27
4.9.4	JSH-3 (JSH-5) 型避雷器漏电流及动作计数器运行规定	27
4.10	电力电缆的运行、操作注意事项	28
4.10.1	电力电缆的作用及组成	28
4.10.2	电力电缆的日常巡视检查项目	28
4.10.3	电力电缆的运行规定	28
4.11	站用电系统的运行、操作注意事项	28
4.11.1	站用电的作用及组成	28
4.11.2	站用电的日常巡视检查项目	28
4.11.3	站用变的运行操作规定	29
4.12	耦合电容器、阻波器的运行	29
4.12.1	阻波器、耦合电容器的作用	29
4.12.2	耦合电容器的巡视检查	30
4.12.3	阻波器的巡视检查	30
4.12.4	结合滤波器的巡视检查	30
5	直流系统和不间断电源运行操作的注意事项	31
5.1	直流系统运行操作的注意事项	31
5.1.1	直流系统的作用和组成	31
5.1.2	直流系统的运行监视及维护项目和注意事项	31
5.1.3	特殊运行方式	32
5.2	电力不间断电源基本原理	32
6	继电保护及自动装置运行操作的注意事项	33
6.1	继电保护及自动装置运行通则	33
6.1.1	对运行人员的要求	33
6.1.2	继电保护及自动装置的巡视要求	33
6.1.3	继电保护及自动装置的运行注意事项	33
6.2	WBH-801 (WBH-802) 型微机保护	35
6.3	WBZ-500 型变压器保护装置	37
6.4	PST-1200 系列数字式变压器保护装置	38
6.5	SGT-756 数字式变压器保护装置	39
6.6	WMZ-41B 型微机母线保护装置	40
6.7	WMH-800 微机母线保护装置	43
6.8	RCS-931 超高压线路电流差动保护装置	44

6.9	CSC—103B 数字式超高压线路保护装置	45
6.10	WXH—802 数字式超高压线路保护装置	47
6.11	PSL603 微机线路保护装置	47
6.12	SF-600 收发讯机	48
6.13	CSI-101C 数字式断路器保护控制装置	48
6.14	CSL101B 数字式线路保护装置	48
6.15	WXH-803A 微机线路保护装置	49
6.16	PSL-603GM 数字式线路保护装置	49
6.17	110kV 线路保护装置	49
6.18	WXH-820 微机线路保护装置	50
6.19	WDR-820 微机电容器保护测控装置	50
6.20	故障录波器	51
6.21	35kV 微机型小电流接地选线装置	51
6.22	低频低压控制装置	52
6.23	集控站计算机监控系统	52
7	典型操作票	54
7.1	断路器停送电操作票	54
7.1.1	251 断路器由运行转检修	54
7.1.2	251 断路器由检修转运行	54
7.2	线路停送电操作	55
7.2.1	351 馈一线由运行转检修	55
7.2.2	351 馈一线由检修转运行	55
7.2.3	155 仿九线由运行转检修	56
7.2.4	155 仿九线由检修转运行	56
7.3	母线停送电操作票	57
7.3.1	220kV I 母由运行转检修	57
7.3.2	220kV I 母由检修转运行	59
7.3.3	35kV I 母由检修转运行	60
7.3.4	35kV I 母由检修转运行	62
7.4	主变停送电操作票	64
7.4.1	1 号主变由运行转检修	64
7.4.2	1 号主变由检修转运行	66
7.5	电压互感器停送电操作	68
7.5.1	219 电压互感器由运行转检修	68
7.5.2	219 电压互感器由检修转运行	68
7.5.3	319 电压互感器由运行转检修	69
7.5.4	319 电压互感器由检修转运行	69
7.6	电容器停送电操作票	69

7.6.1	355 电容器由运行转检修	69
7.6.2	355 电容器由检修转运行	70
7.7	站用变停送电操作票	70
7.7.1	300 站用变由运行转检修	70
7.7.2	300 站用变由检修转运行	71
7.8	消弧线圈停送电操作	71
7.8.1	35kV 消弧线圈由运行转检修	71
7.8.2	35kV 消弧线圈由运行转检修	71
8	现场设备的异常运行及事故处理	73
8.1	事故处理的一般规定	73
8.2	典型事故处理原则	73
8.2.1	母线故障处理原则	73
8.2.2	主变压器故障处理原则	74
8.2.3	断路器故障处理原则	75
8.2.4	隔离开关故障处理原则	76
8.2.5	线路故障处理原则	76
8.2.6	互感器故障处理原则	77
8.2.7	避雷器故障处理原则	78
8.2.8	电容器故障处理原则	78
8.2.9	消弧线圈故障处理原则	78
8.2.10	电力电缆故障处理原则	79
8.2.11	站用电系统故障处理原则	79
8.2.12	直流系统故障处理原则	79
8.2.13	不接地系统接地故障的处理	80
8.2.14	越级跳闸的处理原则	80
8.3	251 仿一线线路故障	81
8.3.1	故障原因	81
8.3.2	系统运行方式	81
8.3.3	251 仿一线线路 60%单相瞬时故障	81
8.3.4	251 仿一线 2516A 相隔离开关接地	82
8.3.5	220kV 251 仿一线线路故障, 251 断路器拒动, 220kV 失灵保护动作	84
8.4	220kV I 母故障	85
8.4.1	故障原因	85
8.4.2	系统运行方式	86
8.4.3	251 仿一线 2516A 相隔离开关有搭接物	86
8.5	35kV I 母故障	87
8.5.1	故障原因	87
8.5.2	系统运行方式	87

8.5.3 35kV I 母故障.....	87
8.6 1号主变压器故障.....	88
8.6.1 故障原因.....	88
8.6.2 系统运行方式.....	89
8.6.3 2016 隔离开关 BC 相有搭接物.....	89
8.6.4 1号主变本体故障.....	90
8.7 本站越级跳闸故障.....	91
8.7.1 系统运行方式.....	91
8.7.2 35kV 351 线路故障, 351 断路器拒动, 使 301 甲断路器动作跳闸.....	91
8.7.3 35kV 351 线路故障, 351 线路保护拒动, 使 301 甲断路器动作跳闸.....	92
附表一 1号主变及有载调压装置铭牌数据.....	94
附表二 2号主变及有载调压装置铭牌数据.....	95
附表三 断路器铭牌数据.....	96
附表四 隔离开关铭牌数据.....	96
附表五 电流互感器铭牌数据.....	96
附表六 电压互感器铭牌数据.....	97
附表七 电容器铭牌数据.....	97
附表八 电容器用电抗器铭牌参数表.....	97
附表九 避雷器铭牌数据.....	97
附表十 站用变铭牌数据.....	98
附表十一 消弧线圈铭牌数据表.....	98
附表十二 消弧线圈有载分接开关铭牌数据表.....	98
附图一 220KV 仿真站一次系统图.....	99
附图二 220KV 仿真站站用系统图.....	100
附图三 220KV 仿真站直流系统图.....	101

1 适用范围及规范性引用文件

1.1 适用范围

本规程适用于 220kV 仿真变电站的现场操作、设备异常及事故处理、运行维护管理。

1.2 规范性引用文件

本规程依据《电业安全工作规程》、《电气事故处理规程》、《调度管理规程》、《变电运行规程》及部颁有关的反事故技术措施和其他专业规程，并结合本站实际情况制定。

2 设备概况

2.1 变电站的性质、主设备接线方式、控制方式

(1) 220kV 仿真变电站在电网上居重要地位，252 仿二线、253 仿三线与 220kV 输电网相连，255 仿五线和 152 仿六线与风电场相连，在地区电网中属于负荷变电站。

(2) 本站安装有 180000kVA 主变压器 2 台，电压等级为 220/110/35kV（电气主接线见附图一），是具有“五遥”功能的综合自动化变电站。

2.2 主变压器及无功设备容量、进出线回路及在电网中的送受关系

(1) 主变容量 2×180000 kVA；

(2) 进出线名称、受送电关系及负荷性质

进出线回数	进出线编号及名称	负荷性质	送受关系
220kV 进出线 3 回	252 仿二线	综合用电	送受
	253 仿三线	综合用电	送受
	255 仿五线	风力发电	送受
220kV 出线 2 回	251 仿一线	综合用电	送
	254 仿四线	综合用电	送
110kV 进出线 2 回	152 仿六线	风力发电	送受
	151 联络线	110kV 仿真变	送受
110kV 出线 3 回	153 仿七线	综合用电	送
	154 仿八线	综合用电	送
	155 仿九线	综合用电	送
35kV 出线 8 回	351 馈一线	工业用电	送
	352 馈二线	综合用电	送
	353 馈三线	工业用电	送

	354 馈四线	综合用电	送
	355 馈五线	工业用电	送
	356 馈六线	综合用电	送
	357 馈七线	工业用电	送
	358 馈八线	综合用电	送
	300 站用变	站用电	送

(3) 电气设备的正常运行方式

220kV 双母线并列运行，212（母联）断路器合位；251、253、255、201、219 电压互感器上 I 母运行；252、254、202、229 电压互感器上 II 母运行。219、229 电压互感器互联转换开关在停用位置。

1 号主变中性点 220kV、110kV 侧接地运行（210、110 接地刀闸在合位），2 号主变中性点 220kV、110kV 侧间接地运行（220、120 接地刀闸在断开位置），35kV 侧经消弧线圈接地运行（310、320 接地刀闸在合闸位置）。

110kV 双母线并列运行，112（母联）断路器合位；151、153、155、101、119 电压互感器上 I 母运行；152、154、102、129 电压互感器上 II 母运行。119、129 电压互感器互联转换开关在停用位置。

35kV 母线分支分段运行：301 甲、300、351、352、355、319 电压互感器上 I 母运行；301 乙、356、357、360、329 电压互感器上 II 母运行；302 甲、361、362、365、339 电压互感器上 III 运行；302 乙、366、367、370、349 电压互感器上 IV 运行。电压互感器互联转换开关全部在停用位置。

35kV 300 所变运行，10kV 所变空载运行。

直流系统整流装置供直流母线分段运行，两组蓄电池浮充状态。

(4) 控制方式为当地监控集控变电站。

(5) 无功设备容量

无功设备总容量为 60000 kvar，其中单台全容量分别为 2×75000 kvar，共四组。出线编号分别为：355 电容器 I、360 电容器 II、365 电容器 III、370 电容器 IV。

2.3 保护及自动装置的配置

(1) 主变保护的配置

1 号主变配置双套保护，许继 WBH-801（802）微机变压器保护装置和南自 WBZ-500H 微机变压器保护装置，保护类型有：

主保护	差动保护； 本体瓦斯保护； 有载调压瓦斯保护； 压力释放保护；	0s 跳三侧（201、101、301 甲、301 乙） 0s 跳三侧（201、101、301 甲、301 乙） 0s 跳三侧（201、101、301 甲、301 乙） 0s 跳三侧（201、101、301 甲、301 乙）
后备保护	(1) 高压侧后备保护 高压侧复压过流 I 段延时 1； 高压侧复压过流 I 段延时 2； 高压侧复压过流 I 段延时 3；	2.1s 跳母联（212） 2.4s 跳本侧（201） 2.7s 跳三侧（201、101、301 甲、301 乙）

高压侧方向零序 I 段延时 1; 高压侧方向零序 I 段延时 2; 高压侧方向零序 II 段延时 1; 高压侧方向零序 II 段延时 2; 高压侧间隙零序过流、过压; (2) 中压侧后备保护 中压侧复压过流 I 段延时 1; 中压侧复压过流 I 段延时 2; 中压侧零序 I 段延时 1; 中压侧零序 I 段延时 2; 中压侧零序 II 段延时 1; 中压侧零序 II 段延时 2; 中压侧间隙零序过流、过压; (3) 低压侧后备保护 低压侧 A 分支复压过流 I 段延时 1; 低压侧 A 分支复压过流 I 段延时 2; 低压侧 A 分支速断; 低压侧 B 分支复压过流 I 段延时 1; 低压侧 B 分支复压过流 I 段延时 2; 低压侧 B 分支速断; (4) 过负荷 (5) 温度保护	0.5s 跳母联 (212) 1.0s 跳本侧 (201) 2.1s 跳母联 (212) 2.4s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 2.7s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 2.1s 跳母联 (112) 2.4s 跳本侧 (101) 0.5s 跳母联 (112) 1.0s 跳本侧 (101) 2.1s 跳母联 (112) 2.4s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 2.7s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 1.2s 跳本侧 A 分支 (301 甲) 1.5s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 0.3s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 1.2s 跳本侧 B 分支 (301 乙) 1.5s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 0.3s 跳三侧 (201、101、301 甲、301 乙) 发信号 发信号
---	--

2 号主变配置双套保护,南自 PST-1200 系列数字式变压器保护装置和南自 SGT-756 数字式变压器保护装置,保护类型与 1 号主变保护相同。

(2) 母线保护配置

220kV 母线配置双套保护,许继 WMH-800 微机母线保护装置和南自 WMZ-41B 微机母线保护装置,保护类型有:

主保护	母线差动保护	0s 跳与故障母线相连的所有断路器
后备保护	断路器失灵保护;	0.5s 跳与拒动断路器所在母线相连的所有断路器
	过电流充电保护	0.5s 跳母联 (212) (正常不投)

110kV 母线配置一套保护,南自 WMZ-41B 微机母线保护装置,保护类型:

主保护	母线差动保护	0s 跳与故障母线相连的所有断路器
后备保护	过电流充电保护 断路器失灵保护	0.5s 跳母联 (212) (正常不投) (不投)

35kV 母线不配保护。

(3) 220kV 线路保护及自动装置配置

220kV 251 仿一线配置双套保护,四方 CSC-103B 数字式超高压线路保护装置和南瑞 RCS931 超高压线路电流差动保护装置,保护类型有:

主保护	纵联距离保护	0s 跳 251
	光纤纵差保护	0s 跳 251
后备保护	接地距离 I 段;	0s 跳 251
	接地距离 II 段;	(不投)
	接地距离 III 段;	(不投)
	相间距离 I 段;	0s 跳 251
	相间距离 II 段;	1.0s 跳 251
	相间距离 III 段;	3.0s 跳 251
	零序方向 I 段;	0s 跳 251
	零序方向 II 段;	1.0s 跳 251
零序方向 III 段;	2.0s 跳 251	
其它	断路器失灵保护;	0.5s 跳 251 所在母线上的所有断路器
	三相不一致保护;	0.5s 跳 251 合闸相
	综合重合闸 (投单重)	0.8s 合 251 跳闸相

220kV 252 仿二线配置双套保护，南自 PSL-603 数字式电流差动保护装置和许继 WXH-802 微机线路保护装置，保护类型有：

主保护	高频闭锁距离保护;	0s 跳 252
	高频闭锁零序保护	0s 跳 252
后备保护	接地距离 I 段;	0s 跳 252
	接地距离 II 段;	(不投)
	接地距离 III 段;	(不投)
	相间距离 I 段;	0s 跳 252
	相间距离 II 段;	1.0s 跳 252
	相间距离 III 段;	3.0s 跳 252
	零序方向 I 段;	0s 跳 252
	零序方向 II 段;	1.0s 跳 252
零序方向 III 段;	2.0s 跳 252	
其它	断路器失灵保护;	0.5s 跳 252 所在母线上的所有断路器
	三相不一致保护;	0.5s 跳 252 合闸相
	综合重合闸 (投单重)	0.8s 合 252 跳闸相

220kV 253 仿三线配置双套保护，四方 CSL101B 数字式线路保护装置和南瑞 RCS931 超高压线路电流差动保护装置，保护类型有：

主保护	高频闭锁距离保护;	0s 跳 253
	高频闭锁零序保护;	0s 跳 253
	光纤纵差保护	0s 跳 253

后备保护	接地距离 I 段; 接地距离 II 段; 接地距离 III 段; 相间距离 I 段; 相间距离 II 段; 相间距离 III 段; 零序方向 I 段; 零序方向 II 段; 零序方向 III 段;	0s 跳 253 (不投) (不投) 0s 跳 253 1.0s 跳 253 3.0s 跳 253 0s 跳 253 1.0s 跳 253 2.0s 跳 253
其它	断路器失灵保护; 三相不一致保护; 综合重合闸 (投单重)	0.5s 跳 253 所在母线上的所有断路器 0.5s 跳 253 合闸相 0.8s 合 253 跳闸相

220kV 254 仿四线配置双套保护, 许继 WXH-803A 微机线路保护装置和南自 PSL-603GM 数字式线路保护装置, 保护类型有:

主保护	光纤纵差保护	0s 跳 254
后备保护	接地距离 I 段; 接地距离 II 段; 接地距离 III 段; 相间距离 I 段; 相间距离 II 段; 相间距离 III 段; 零序方向 I 段; 零序方向 II 段; 零序方向 III 段;	0s 跳 254 (不投) (不投) 0s 跳 254 1.0s 跳 254 3.0s 跳 254 0s 跳 254 1.0s 跳 254 2.0s 跳 254
其它	断路器失灵保护; 三相不一致保护; 综合重合闸 (投单重)	0.5s 跳 254 所在母线上的所有断路器 0.5s 跳 254 合闸相 0.8s 合 254 跳闸相

220kV 255 仿五线配置双套保护, 四方 CSC-103B 数字式超高压线路保护装置和南瑞 RCS-931 超高压线路电流差动保护装置, 保护配置与 220kV 251 仿一线保护相同。

(4) 110kV 线路保护及自动装置的配置

110kV 151 联络线、152 仿六线、153 仿七线、154 仿八线、155 仿九线都配置一套保护, 分别是许继 WXH-811 微机线路保护装置、许继 WXH-803 微机线路保护装置、南瑞 RCS-941 高压线路成套保护装置、许继 WXH-811 微机线路保护装置、南瑞 RCS-943 高压线路成套保护装置, 保护类型有:

接地距离 I 段;	0s 跳本线路断路器
接地距离 II 段;	(不投)
接地距离 III 段;	(不投)
相间距离 I 段;	0s 跳本线路断路器
相间距离 II 段;	0.5s 跳本线路断路器
相间距离 III 段;	1.8s 跳本线路断路器
零序方向 I 段;	0s 跳本线路断路器
零序方向 II 段;	0.5s 跳本线路断路器
零序方向 III 段;	1.7s 跳本线路断路器
重合闸 (三重)	0.8s 合本线路断路器

(5) 35kV 线路、电容器、所变保护的配置

35kV 351 馈一线、352 馈二线、356 馈三线、357 馈四线、361 馈五线、362 馈六线、366 馈七线、367 馈八线都配置一套保护，许继 WXH-822 微机线路保护测控装置，保护类型有：

速断保护;	0s 跳本线路断路器
过流保护;	0.5s 跳本线路断路器
过负荷	发信号
重合闸 (三重)	0.8s 合本线路断路器
低周低压	

35KV 低周低压配置：

第一轮	系统频率：48.75 ~ 49	0.2s 跳 351、352
第二轮	系统频率：48.5 ~ 48.75	0.2s 跳 356
第三轮	系统频率：48.25 ~ 48.5	0.2s 跳 357
第四轮	系统频率：48 ~ 48.25	0.2s 跳 361
第五轮	系统频率：<=48	0.2s 跳 362
特一轮	系统频率：<=49.25	10s 跳 366
特二轮	系统频率：<=49.25	15s 跳 367

35kV 355、360、365、370 电容器都配置一套保护，许继 WDR-823 微机电容器保护测控装置，保护类型有：

电流 I 段	0s 跳本电容器断路器
电流 II 段	0.5s 跳本电容器断路器
过电压保护;	0.2s 跳本电容器断路器
欠电压保护	0.2s 跳本电容器断路器

35kV 300 所变都配置一套保护，许继 WCB-821 微机厂用变保护测控装置，保护类型有：

速断保护	0s 跳 300
重瓦斯	0s 跳 300
过流保护	0.5s 跳 300
过负荷	发信号

2.4 主设备铭牌数据

- 见附表一： 1号主变铭牌
- 见附表二： 2号主变铭牌
- 见附表三： 断路器铭牌数据
- 见附表四： 隔离开关铭牌数据
- 见附表五： 电流互感器铭牌数据
- 见附表六： 电压互感器铭牌数据
- 见附表七： 电容器铭牌数据
- 见附表八： 电容器用电抗器铭牌数据
- 见附表九： 避雷器铭牌数据
- 见附表十： 站用变铭牌数据
- 见附表十一： 消弧线圈铭牌数据
- 见附表十二： 消弧线圈有载分接开关铭牌数据

3 调度范围的划分

(1) 中调调度设备

- 251仿一线、252仿二线、253仿三线、254仿四线、255仿五线间隔所有一次设备、二次设备、保护及自动装置和220kV故障录波器；
- 220kV I II母及所连接的一、二次设备，其中包括212母联断路器间隔设备和219、229电压互感器；
- 2011、2012、2021、2022隔离开关；

(2) 地调调度设备

- 1号主变（除2011、2012隔离开关外）、2号主变（除2021、2022隔离开关外）及其间隔的一、二次设备；
- 110kV母线、110kV所有线路、35kV母线、35kV所有线路、所变、电力电容器等一、二次设备、保护及自动装置；110kV系统故障录波器；

(3) 调通中心、地调调度的设备在检修，试验，停送电操作时，均应该经调通中心或地调调度员许可后进行。

(4) 站内自行调度的设备：站用变、低压配电装置、不间断电源。

(5) 站内出现异常情况汇报两级调度值班员。

4 一次设备运行操作的注意事项

4.1 一般规定

(1) 本站所用电系统正常时由 35kV300 所变运行，10kV 所变空载状态。35kV300 所变和 10kV 所变互为热备用。倒所变时应先停后送，允许瞬间失电。

(2) 母线倒闸操作前，先断开母联断路器的控制空气开关，投入母差保护屏“母联互投”及“倒闸操作过程中”压板。

(3) 倒母线操作时，隔离开关拉开或合上后，均应检查该隔离开关辅助接点对应的母差保护屏上指示灯及该隔离开关对应的保护屏上电压切换灯均与实际运行状态相符，即拉开时灯灭，合上时灯亮。

(4) 一次设备，继电保护及自动装置的操作均应在值班调度员的命令下进行，但在危及人身、设备安全或有可能扩大事故的情况下，可先操作，事后立即报告当值调度员。

(5) 运行中的带电设备不允许无保护运行，检修后的设备充电时应投入全部保护，运行中设备被迫退出主保护时应保留后备保护或接入临时保护。

4.2 变压器运行和操作的注意事项

4.2.1 变压器的组成及作用

(1) 变压器的作用：改变交流电压，传输电能

(2) 变压器的组成：由铁芯、绕组、油箱、绝缘套管、冷却器、净油器、储油柜、压力释放器、瓦斯继电器、有载调压等附件组成。

(3) 主变压器的配置：1号主变压器采用SFPSZ9- 180000 / 220沈阳变压器集团有限公司生产；2号主变压器采用SFPSZ9-180000/220正泰电气股份有限公司生产。

4.2.2 变压器巡视要求

(1) 变压器日常巡视项目和要求

表 2-1 变压器的巡视要求

设备名称	序号	巡视内容	巡视标准
主变本体	1	上层油温	1. 变压器本体温度计完好、无破损。 2. 记录变压器上层油温数值，上层油温限值 75℃、温升限值：45℃。 3. 主控室远方测温数值正确，与主变本体温度指示数值相符。将变压器各部位所装温度计的指示相互对照、比较，防止误判断，不能只以油温不超过规定为标准，应根据当时的负荷、环境温度以及冷却装置投入情况及历史数据进行综合判断。 4. 相同运行条件下，上层油温比平时高 10℃及以上，或负荷不变但油温不断上升，均为异常。

设备名称	序号	巡视内容	巡视标准
	2	油枕、油位、油色	1. 变压器的油位指示，应和油枕上的环境温度标志线相对应、无大偏差。指针式油位计指示，应与制造厂规定的温度曲线相对应。 2. 正常油色应为透明的淡黄色。 3. 油位计应无破损和渗漏油，没有影响察看油位的油垢。
	3	变压器本体、附件及各连接处无渗漏油	1. 检查有无渗漏油，要记录清楚渗漏的部位、程度。应重点检查变压器的油泵、压力释放阀、套管接线柱、各阀门、隔膜式储油柜等无渗油、漏油。 2. 设备本体附着有油、灰的部位，必要时进行清擦；可以利用多次巡视机会检查现象，鉴别是否渗油缺陷。 3. 渗漏油的部位，1min 超过 1 滴，属于漏油。 4. 储油池和排油设施应保持良好状态。事故储油坑的卵石层厚度应符合要求，保持储油坑的排油管道畅通，以便事故发生时能迅速排油。
	4	变压器本体及调压瓦斯继电器	1. 瓦斯继电器内应充满油，无气体（泡），油色应为淡黄色透明，无渗漏油。 2. 瓦斯继电器防雨措施完好、防雨罩牢固。 3. 瓦斯继电器的引出二次电缆应无油迹和腐蚀现象，无松脱。
	5	运行中的声音	变压器正常应为均匀的嗡嗡声音，无放电等异音
	6	压力释放装置	压力释放阀、安全气道及防爆膜应完好无损。压力释放阀的指示杆未突出，无喷油痕迹，二次电缆及护管无破损或被油腐蚀。
	7	呼吸器	1. 硅胶颜色无受潮变色。如硅胶变为红色，且变色部分超过 1/3，应更换硅胶。运行中如发现上部吸附剂发生变色，应注意检查吸湿器上部密封是否受潮。 2. 呼吸器外部无油迹。油杯完好，油位正常。
	主变三侧套管	1	油位
2		油色	正常油色应为透明的淡黄色。
3		套管	应清洁，无破损、裂纹、无严重油污、无打火放电现象、无放电痕迹及其他异常现象。
4		法兰	应无裂纹和严重锈蚀。
5		110 ~ 220kV 套管末端	接地良好。
主变外部主导流部位	1	主导流接触部位是否接触良好、有无发热现象	1. 引线线夹压接牢固、接触良好，无变色、变形，铜铝过渡部位无裂纹。 2. 主导流接触部位，看有无变色、有无氧化加剧、有无热气流上升、示温片或变色漆有无融化变色现象、夜间有无发红等。 3. 雨雪天气，检查主导流接触部位，看有无积雪融化、水蒸气现象。 4. 以上检查，若需要鉴定，应使用测温仪对设备进行检测。接头接触处温升不应超过 70K。

设备名称	序号	巡视内容	巡视标准
	2	引线有无断股、线夹有无损伤、接触是否良好	1. 引线无断股、无烧伤痕迹。 2. 发现引线若有散股现象，应仔细辨认有无损伤、断股。 3. 检查母线、导线弧垂变化是否明显，有无挂落异物。
主变风冷系统	1	风扇	变压器风扇运转正常，无异常声音，风叶应无抖动、碰壳。
	2	潜油泵	运转方向正确，油泵运转应正常，无异常声音，无渗漏油，运行中的冷却器的油流继电器应指示在“流动”位置，无颤动现象。
	3	散热器	散热装置清洁，散热片不应有过多的积灰等附着脏物，各冷却器手感温度应相近。
	4	风冷系统运行方式	冷却器投入、辅助、备用组数应符合制造厂和现场运行规程的规定，位置正确，相应位置指示灯指示正确。
主变中性点设备	1	中性点接地刀闸位置	符合电网运行要求，与变压器有关保护投退方式相对应。正常 210、110 在合闸位置，220、120 在拉开位置。
	2	中性点电流互感器	1. 套管无破损、裂纹，引线连接良好。 2. 无渗漏油现象。
	3	接地装置	完好、无松脱及脱焊。
	4	避雷器	1. 清洁无损、无放电现象，法兰无裂纹锈蚀现象。 2. 内部应无响声，本体无倾斜。 3. 放电计数器是否完好，记录动作次数。 4. 检查泄漏电流值应在正常允许范围。 5. 引线完好，接触牢靠，线夹无裂纹。
主变有载调压装置	1	运行状态指示	有载调压装置电源指示正确，并投入“远控”位置。
	2	有载调压装置	1. 正常油色为浅黄透明。 2. 各部位无渗漏油。
	3	有载调压机构	1. 驱潮器投入正常。 2. 档位指示与控制屏、后台机一致，且与实际档位相符。
带电滤油装置	1	管路阀门	开、闭位置正确。
	2	自动滤油装置按规定投入运行	1. 正常应投“自动定时”滤油位置。 2. 有载分接开关调压后一般应启动在线滤油装置。有载分接开关长期无操作，也应半年进行一次带电滤油。
	3	运行状态指示	电源指示正确，压力表指示正常。
	4	工作状态检查	若正在滤油工作，检查油中无气泡。
主变端子箱、风冷	1	箱体、箱门	箱门关闭严密，箱内清洁，无受潮。

设备名称	序号	巡视内容	巡视标准
控制箱	2	内部	1. 检查 I、II 段电压指示灯亮，各运行冷却器指示灯亮，无其他异常光字牌。 2. 接触器 1C、2C、C 接触良好，1ZK-5ZK 空气开关正常投入，无发热现象和异常响声。 3. 电源投入开关 KK 正常应投“ I、II 运行”位置。 4. 箱内各继电器运行正常。 5. 箱内加热器、照明均正常。 6. 箱内接线无松动、无脱落、无发热痕迹。 7. 电缆孔洞封堵严密。

其它定期巡视和检查的要求：

- 检查变压器各部件的接地应完好；
- 外壳和箱沿应无异常发热；用红外测温仪检查运行中套管引出线联板的发热情况及本体油位、储油柜、套管等其他部位；
- 在线监测装置（若有）应保持良好状态，并及时对数据进行分析、比较；
- 各种标志应齐全明显；
- 各种保护装置应齐全、良好；
- 检查灭火装置状态应正常，消防设施应完善。

(2) 变压器的特殊巡视

需要对变压器进行特殊巡视的情况：

- 大风、雾天、冰雪、冰雹及雷雨后的巡视；
- 设备变动后的巡视；
- 设备新投入运行后的巡视；
- 设备经过检修、改造或长期停运后重新投入运行后的巡视；
- 异常情况下的巡视。主要是指过负荷或负荷剧增、超温、设备发热、系统冲击、跳闸、有接地故障情况等，应加强巡视。必要时，应派专人监视；
- 设备缺陷近期有发展时、法定节假日、上级通知有重要供电任务时，应加强巡视；
- 站长应每月进行一次巡视。

特殊巡视情况及其巡视要求

特殊情况	巡视要求
新投入或经过大修的变压器	1. 变压器声音应正常，如发现响声特大，不均匀或有放电声，应认为内部有故障。 2. 油位变化应正常，应随温度的增加略有上升，如发现假油面应及时查明原因。 3. 用手触及每一组冷却器，温度应正常，以证实冷却器的有关阀门已打开。 4. 油温变化应正常，变压器带负荷后，油温应缓慢上升。 5. 应对新投运变压器进行红外测温。
异常天气	1. 气温骤变时，检查储油柜油位和瓷套管油位是否有明显变化，各侧连接引线是否有断股或接头处发红现象。各密封处有否渗漏油现象。

	<p>2. 雷雨、冰雹后，检查引线摆动情况及有无断股，设备上有无其他杂物，瓷套管有无放电痕迹及破裂现象，避雷器放电记录仪动作情况。</p> <p>3. 浓雾、毛毛雨时，检查瓷套管有无沿表面闪络和放电，大雾天气重点监视污秽瓷质部分。各接头在小雨中和下雪后不应有水蒸气上升或立即融化现象，否则表示该接头运行温度比较高，应用红外线测温仪进一步检查其实际情况。</p> <p>4. 下雪天气应根据积雪融化情况检查接头发热部位。检查引线积雪情况，为防止套管因过度受力引起套管破裂和渗漏油等现象，应及时处理引线过多的积雪和冰柱。</p> <p>5. 高温天气应检查油温、油位、油色和冷却器运行是否正常。必要时，可启动备用冷却器。</p> <p>6. 大风天气检查导引线风摆情况，确认外部无异物，是否可能悬挂杂物，如有杂物应及时清理。</p>
异常情况	<p>在变压器运行中发现不正常现象时，应设法尽快消除，并报告上级部门和做好记录。</p> <p>1. 系统发生外部短路故障后，或中性点不接地系统发生单相接地时，应加强监视变压器的状况。</p> <p>2. 运行中变压器冷却系统发生故障，切除全部冷却器时，应迅速汇报有关人员，尽快查明原因。在许可时间内采取措施恢复冷却器正常运行。</p> <p>3. 变压器顶层油温异常升高，超过制造厂规定或 75℃，应按以下步骤检查处理：</p> <p>(1) 检查变压器的负载和冷却介质的温度，并与在同一负载和冷却介质温度下正常的温度核对；</p> <p>(2) 核对温度测量装置；</p> <p>(3) 检查变压器冷却装置。</p> <p>4. 若温度升高的原因是由于冷却系统的故障，且在运行中无法修理者，应将变压器停运修理。若不能立即停运修理，则应将变压器的负载调整至规程规定的允许运行温度下的相应容量。在正常负载和冷却条件下，变压器温度不正常并不断上升，且经检查证明温度指示正确，则认为变压器已发生内部故障，应立即将变压器停运。</p> <p>5. 变压器渗油应根据不同的部位来判断。</p> <p>6. 瓦斯继电器中有气体，应密切观察气体的增量为判断变压器产生气体的原因，必要时，取瓦斯气体和变压器本体油进行色谱分析，综合判断。</p> <p>7. 变压器发生短路故障或穿越性故障时，应检查变压器有无喷油，油色是否变黑，油温是否正常，电气连接部分有无发热、熔断，瓷质外绝缘有无破裂，接地引下线等有无烧断及绕组是否变形。</p> <p>8. 不接地系统发生单相接地故障运行时，应监视消弧线圈和接有消弧线圈的变压器的运行情况。</p>
过载	<p>1. 变压器的负荷超过允许的正常负荷时，值班人员应及时汇报调度。</p> <p>2. 变压器过负荷运行时，应检查并记录负荷电流，检查油温和油位的变化，检查变压器声音是否正常、接头是否发热、冷却装置投入量是否足够、运行是否正常，防爆膜、压力释放器是否动作过。</p> <p>3. 当有载调压变压器过载 1.2 倍运行时，禁止分接开关变换操作应闭锁。</p>

4.2.3 变压器正常运行操作注意事项

- (1) 主变压器送电操作前，应将变压器中性点接地刀闸合上，送电结束后，根据运行方式，保留或断开该中性接地点。
- (2) 变压器送电时，先送电源侧，后送负荷侧，停电时操作顺序相反。
- (3) 操作中切除轻载变压器时，应先切除电容器，投入时应先投变压器，再投电容器组，禁止变压器和电容器同时投切或回路中接有电容器组时投切变压器。
- (4) 强油风冷变压器投入运行前，应先启动冷却装置，正常后方可投入变压器。

(5) 主变风冷却器投入的数量应按照厂规定和现场条件确定，在冬季上层油温过低时，允许停止部分冷却器的运行，但至少应有两组运行，每侧各一组。变压器温升超过 55℃时，应开启全部冷却器。

(6) 强油风冷变压器在规定的冷却条件下，可按铭牌规定连续运行，但上层油温不得超过 75℃。

(7) 运行中的变压器加油滤油更换呼吸器硅胶等工作时，应将重瓦斯保护改接信号，工作完毕无异常后，再投入跳闸位置。变压器发生内部故障跳闸后，应立即将冷却器切除（自投装置失灵时）。

(8) 运行人员根据电压情况调整变压器有载调压分接开关时，应经值班调度员许可后进行，每调一个分头的时间间隔不应小于 1 分钟，主变分接头位置调整应按以下规定执行。下列情况下不许调整变压器有载调压装置的分接开关：

- a、变压器过负荷运行时；
- b、有载调压装置轻瓦斯保护频繁出现信号时；
- c、有载调压装置的油标无油时；
- d、调压次数超过规定；
- e、调压装置发生异常时。

(9) 变压器因内部故障跳闸后，运行人员应立即关闭冷却系统油泵。

(10) 变压器的投运和停运操作应遵守下列各项规定：

a、变压器投入运行时，应选择保护完备和励磁涌流较小的电源侧进行充电。停电时，先停低中压侧，后停高压侧。

b、新建或大修改后的变压器，应核相无误后才能与其他变压器并列运行。

c、在投运变压器前应确认变压器及其保护装置在良好状态，具备运行条件。

d、变压器外部应无异物，临时地线已拆除，分接开关位置正确，各阀门均打开。

e、强油循环变压器投运时应逐台投入冷却器，并按负载情况控制投入冷却器的台数。

(11) 变压器有载调压在线净油装置运行规定：

a、正常运行时，应将在线净油装置手动/自动切换开关改投到自动位置；

b、该装置在最初投入或更换滤芯后应将载分接开关瓦斯保护压板投信号位置，瓦斯继电器无气体后，再投跳闸位置；

c、装置投运后，在巡视检查设备时，同时检查装置运行情况；

d、装置发压差装置报警时，应停用滤油机并报重要缺陷；

e、在每次调压后自动启动滤油，时间为 30 分钟，在监控机上有滤油机启动和复归的信号；

f、滤油机投入运行后必须连续运行 24 小时；

g、运行中调整油位、添加油、更换滤芯等工作可不退出重瓦斯保护，但在工作前，应将装置电源断开，关掉进、出油管阀门。

(12) 瓦斯气体取气方法：

a、将取气针管内的气体排尽，并检查该装置有无漏气现象，如漏气应采取措施密封。

b、将针管前面的软管接入瓦斯继电器的排气孔，缓慢松开排气阀。

c、取气时由两人进行，一人监护，一人取气。

d、取气结束后，应将取气装置的软管打一个结，并用凡士林将针管尾部糊住，防止气体漏气。

e、运行人员取气后，应妥善保管，尽快交有关专业人员进行鉴定试验。

(13) 主变压器冷却器全停时，允许带额定负载运行 20min，如 20min 后顶层油温尚未达到 75℃，则允许上升到 75℃，但在这种情况下运行的最长时间不得超过 1h

(14) 强油循环的冷却系统必须有两个独立的工作电源并能自动切换，当工作电源发生故障时，应自动投入备用电源并发出音响及灯光信号，如不能自动投入时，应手动投入。

a、当冷却装置的两个电源都失电时，应迅速检查，如不能处理，参照第一条执行。

b、变压器运行时必须投入冷却器，空载或轻载时不应投入过多的冷却器(空载状态下允许短时不投)，各种负载下投入冷却器的台数应按厂家规定执行

c、变压器因内部故障跳闸后，运行人员应立即关闭冷却系统油泵。

(15) 有载调压装置的操作应在得到值班调度员的许可。

a、有载调压变压器并列运行时，应同时调整，同时监视分接开关位置及电压的变化。

b、在调整主变分接头时出现位置不停时，应立即按急停按钮，然后手动摇到适当位置。

c、在主变过负荷时，不准进行有载调压。

4.3 断路器运行操作注意事项

4.3.1 断路器作用和组成

(1) 断路器主要用于输电线路的控制、保护及母线联络；接通或断开正常运行中的空载电流和负荷电流，当电网发生故障时，与保护及自动装置相配合，迅速自动的切断故障电流，保证无故障设备的正常运行，以减少停电范围，防止事故扩大。通常由导流部分、灭弧部分、绝缘部分、操作机构部分组成。

(2) 本站断路器由三个分立的极柱，每个断路器极柱由三个主要部分组成。底部是操作机构，装在合金制成的机构箱中；操作机构箱上部是中空的支持绝缘瓷套，绝缘操作杆穿过其中；断路器极柱的顶部是灭弧单元。断路器极柱安装在三个分立式的热镀锌支架上。内部永久地充以 SF₆ 气体，每个极柱上装有密度继电器来监视压力。断路器采用 FK3-1 型电动机储能的弹簧操作机构。

(3) 断路器配置情况

251 仿一线、252 仿二线、254 仿四线、255 仿五线、201 1 号主变、202 2 号主变采用 HPL245B1 型（北京 ABB 高压开关有限公司）；253 仿三线采用 3AP1 FI 型（西门子）。

1 号主变 101、153 仿七线、154 仿八线、155 仿九线采用 LW36-126 型（北京北开电气股份有限公司）；152 仿六线采用 LW46-126/T3150-40（湖南天鹰高压开关电器公司）；151 联络线、2 号主变 102 采用 LW52-126/T3150-40（大连瓦房店高压开关有限公司）；

1 号主变 301 甲、301 乙、2 号主变 302 甲、302 乙、300 所变、351 馈一线、352 馈二线、355 电容器 I、356 馈三线、357 馈四线、360 电容器 II、361 馈五线、362 馈六线、365 电容器 III、366 馈七线、367 馈八线、370 电容器 IV 采用 SIMCOS 金属铠装/封闭式开关柜 KYN10-40.5-33（北京北开电气股份有限公司）

4.3.2 断路器的巡视检查项目

(1) SF₆ 断路器的巡视标准

巡视内容	巡视标准
开关套管、支持瓷瓶	检查套管、支持瓷瓶清洁、完好，无破损、断裂、裂纹、电晕放电声
开关引线连接线夹	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查开关引线及线夹压接牢固、接触良好，无过热变色、断股、铜铝过渡部位无裂纹 2. 利用检查导线及线夹的颜色变化、有无热气流上升、氧化加剧、示温片或变色漆有无融化变色现象、夜间熄灯察看有无发红等方法，检查是否发热 3. 雨雪天气，检查引线、线夹，对比有无积雪融化、水蒸气现象进行检查是否发热 4. 以上检查，若需要鉴定，应使用测温仪对设备进行检测 5. 检查高处的引线有无断股、无烧伤痕迹，可使用望远镜
开关 SF6 气体压力	<ol style="list-style-type: none"> 1. 记录开关 SF6 压力表指示，数值应在 0.6 ± 0.15 MPa (20℃时) 范围。压力值应与环境温度相对应 2. 密度继电器完好、正常，无异常报警信号 3. 开关本体周围无刺激性气味及其它异味、异常声音
端子箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 端子箱内清洁、门关闭严密 2. 端子箱内电源开关完好 3. 二次线无松脱及发热变色现象 4. 电缆二次线孔洞封堵严密 5. 二次接线、元件、电缆、隔离开关、断路器、电流互感器等标志正确、清晰
开关位置	分、合闸指示器指示正确，与实际运行状态一致
开关声音	开关应无任何异常声音
其它	<ol style="list-style-type: none"> 1. 标示牌名称、编号齐全、完好； 2. 控制、信号电源正常，无异常信号发出； 3. 各连杆、传动机构无弯曲、变形、锈蚀，轴销齐全； 4. 接地螺栓压接良好，无锈蚀； 5. 基础无下沉、倾斜。

(2) 弹簧机构的巡视标准

巡视内容	巡视标准
开关操作机构、储能电机、加热器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 机构箱开启灵活无变形、密封良好，无锈迹、无异味、无凝露等； 2. 储能指示器指示正确。 3. 储能电源开关位置正确； 4. 储能电机运转正确； 5. 弹簧储能机构良好，弹簧完好、正常； 6. 行程开关无卡涩、变形； 7. 分、合闸线圈无冒烟、异味、变色； 8. 二次接线压接良好，无过热变色、断股现象； 9. 检查加热器（驱潮器）正常完好，投（停）正确。加热器（驱潮器）开关正常应投“自动”位置。加热器在气温 10℃退出，0℃投入。驱潮器的凝露控制器应工作正常

(3) SF6 断路器的特殊巡视检查项目

特殊情况	巡视项目
大风天气	引线摆动情况及有无搭挂杂物
雷雨天气	瓷套管有无放电闪络现象

大雾天气	瓷套管有无放电，打火现象，重点监视污秽瓷质部分
大雪天气	根据积雪融化情况，检查接头发热部位，及时处理悬冰
节假日时	监视负荷及增加巡视次数
高峰负荷期间	增加巡视次数，监视设备温度，触头、引线接头，特别是限流元件接头有无过热现象，设备有无异常声音
短路故障跳闸后	检查隔离开关的位置是否正确，各附件有无变形，触头、引线接头有无过热、松动现象，油断路器有无喷油，油色及油位是否正常，测量合闸保险丝是否良好，断路器内部有无异音
设备重合闸后	检查设备位置是否正确，动作是否到位，有无不正常的音响或气味
严重污秽地区	瓷质绝缘的积污程度，有无放电、爬电、电晕等异常现象。

(4) 小车开关的巡视检查项目

- a、运行灯和储能灯与实际运行状态相符
- b、无异味和异响
- c、检查加热器是否正常

4.3.3 断路器正常运行操作注意事项

(1) 经常对 SF₆断路器弹簧操动机构进行外部检查，是否有异常响声。

(2) 运行中注意监视压力表压力值，压力过高或过低应有信号发出。

(3) 失压闭锁后严禁手动建压。

(4) 加热器一般应在 0℃投入运行，+10℃停止运行，机构箱内应无渗漏油（气）。

(5) SF₆断路器在下列情况下之一者应进行检修：

- a、运行时间达 30 年；
- b、操作次数达 10000 次
- c、SF₆气体压力值迅速下降或年漏气率大于 2%；
- d、绝缘不良放电闪络或击穿；
- e、因机构卡涩，造成不能分合闸或分合闸速度降低；
- f、其他影响安全运行的异常现象。

(6) 断路器操作的一般要求

- a、断路器经检修后恢复运行，操作前应检查所布置的安全措施是否全部拆除，防误闭锁装置是否正常。
- b、长期停运的断路器在恢复运行前应通过远方控制方式试送 2-3 次，无异常后在进行正常操作。
- c、操作前，应检查控制回路，控制电源均正常，保护是否已投入。
- d、操作中，应同时监视有关电压电流功率等指示及红绿灯的变化，后台机显示断路器变位正常。
- e、操作后，应检查断路器的实际位置指示灯、遥测值变化及三相电流是否平衡和断路器动作声响正常，同时还应对间隔做一次全面检查。

(7) 断路器故障状态下及故障跳闸后的操作规定

a、220kV 分相操作的断路器操作时，发生非全相合闸，应立即将已合上相拉开，重新操作合闸一次，如仍不正常，则应拉开全部合上相并切断该断路器的控制电源，查明原因。

b、断路器的实际短路容量低于或接近于运行地点的短路容量时，在短路故障开断后禁止强送，并应停用重合闸。

c、不论什么原因，断路器跳闸后，应对断路器进行巡视检查：断路器的现场分合实际位置，SF₆气压是否正常，弹簧储能机构储能是否正常，缓冲器是否漏油，传动机构是否变形移位，套管及支持瓷瓶是否损坏，引线及接头是否断股发热等。

(8) 在下列情况之一时，应断开断路器操作电源

- a、断路器和操作机构检修时。
- b、在二次回路的保护装置有人工作时。
- c、SF₆断路器气压过低发出闭锁信号。

(9) 35kV 手车式开关运行有关规定

结构：开关柜主要由柜体和可移开部件（简称手车）两部分组成。

① 柜体：开关柜是由角钢和金属薄钢板焊接而成，柜内用接地的金属隔板按功能分割成四个独立隔室，即手车室、主母线室、电缆室和继电器室。

② 手车：根据手车上配置的主回路元件不同，有断路器手车电压互感器手车和所用变手车。同规格手车保证互换。手车在室内有试验位置和工作位置两个锁定状态。手车的推入（拉出）采用蜗轮省力机构，操作轻便灵活。手车修理出柜时，需要使用专用附加手车轨道。

③ 运行注意事项：

- a、检查推进机构与断路器是否联锁。
- b、检查二次插头和手车锁定机构之间是否联锁。
- c、检查柜后门（进线室或电缆室相对应的门）与接地开关及断路器间的联锁。
- d、检查主回路触头的情况，清除动静触头上陈旧油脂，查看触头有无损伤；弹簧力有无明显变化；有无因温度过高引起镀层异常氧化现象，如有以上情况，应及时处理。

- e、检查辅助回路触头有无异常情况
- f、检查各部分紧固件，如有松动，应及时紧固。

④手车式开关操作程序：

a、将断路器可移开部件装入柜体：

断路器手车准备由柜外推入柜内前，应认真检查断路器是否在断开位置，有无工具等杂物放在机构箱或开关内，确认无问题后将手车附加轨道置于柜前，再将手车沿轨道平稳推入柜体。手车推进受阻时（这时手车前盖板距柜体有 260mm 距离），手车处于试验位置，此时，手车在试验位置锁定。

b、从柜中取出手车

若准备从柜中取出小车，应先将附加手车放在柜前适当位置，确定断路器处于分闸状态，将手车锁定机构手柄转至暂停位置，摘除辅助回路插头，再用力拉出手车带接地开关的断路器柜将断路器手车推入柜内和从柜内取出手车的程序与不带接地开关的断路器柜的操作程序完全相同。

c、合接地刀闸的操作：首先将手车退出柜外，插入接地刀闸操作把手，方可进行合闸操作，合分接地刀闸必须到位，不应在操作过程中停止。

⑤ 机构储能：

a、电动储能：接通电动机电源，带动储能机构轴转动，合闸弹簧被拉起而储上能。

b、手动储能：将手摇把插入减速箱前方空中，顺时针摇转约 2 5 圈，接着棘爪进入了凸轮缺口带动储能轴转动，再继续顺时针摇转 2 5 圈，合闸弹簧被拉起而储上能。

(10) 断路器隔离开关在运行状态时，切换开关必须置于“远方”位置。断路器隔离开关在热备用或检修状态时，测控装置切换开关必须置于“就地”位置。

(11) 小车开关由运行转检修的操作：拉开开关，小车由工作位置拉至（摇至）试验位置，断开二次电源，小车由试验位置拉至（摇至）检修位置。恢复时的操作顺序相反。

4.4 隔离开关运行操作的注意事项

4.4.1 隔离开关的作用及组成

在设备检修时，用来隔离有电和检修部分，造成明显的断开点，使检修设备与电力系统隔离。与断路器相配合，进行倒闸操作，改变运行方式。隔离开关主要由导流部分、绝缘部分、操作机构部分组成。

本站 1 号、2 号主变中性点采用的是 GW13—126W 和 GW13—72.5W 系列户外式交流高压隔离开关。220kV、110kV 均采用 GW10、GW11、GW16、GW17、GW4 系列户外式交流高压隔离开关。

本站隔离开关操作机构为 CSBG1、CJ5BG1 型手动操作机构和 CJ6、CJ6A、CJ7A G6A1 型电动操动机构。

4.4.2 隔离开关的巡视要求

(1) 隔离开关的日常巡视

巡视内容	巡视标准
隔离开关状态	1. 分、合闸到位
触头、引线、线夹等主接触部位	1. 导线无断股。 2. 触头和接头接触良好，无过热、变色及移位等现象。动触头的偏斜不大于规定数值。触点压接良好，无过热现象，引线弛度适中。观察过热，可采用夜间熄灯巡视察看有无发红或远红外测温等方法。 3. 雨雪天气，检查设备引线、线夹主导流接触部位、刀闸主接触部位，对比有无积雪融化、水蒸气现象。以上检查，若需要鉴定，应使用测温仪对设备进行检测。 4. 无挂落异物。
瓷质部分	1. 法兰连接牢固，无松动裂纹，连接螺丝无松动、锈蚀、变形。 2. 瓷质部分清洁、完好、无裂纹、破损、无放电现象，防污闪措施完好。
操作机构	1. 防误闭锁装置锁具完好，闭锁可靠。 2. 机械闭锁装置完好、齐全，无锈蚀变形。 3. 电动操作的刀闸，其电源正常时应断开，机构门应上锁关好。 4. 机构箱门关闭严密，无受潮。
传动机构连杆	1. 水平、垂直连杆无弯曲变形、连接无松动、无锈蚀。开口销完好、无脱落。 2. 轴销无变位脱落、无锈蚀、润滑良好；金属部件无锈蚀，无鸟巢。

巡视内容	巡视标准
接地刀闸	1. 接地开关位置正确，正常情况下在“分”位置。 2. 闭锁良好，有助力弹簧者无断股现象，接地杆的高度不超过规定数值。 3. 接地引下线完整可靠接地。 4. 接地应有明显的接地点，且标志色醒目。螺栓压接良好，无锈蚀。
其它	1. 设备编号齐全、清晰、无损坏。 2. 相序标注清晰。

(2) 隔离开关的特殊巡视

特殊情况	巡视项目
大风天气	检查引线摆动情况、接头有无松动，有无搭挂杂物。
雷雨天气	检查瓷套管有无放电闪络现象。
大雾天气	检查瓷套管有无放电，打火现象，重点监视污秽瓷质部分。
大雪天气	根据积雪融化情况，检查接头发热部位，及时处理悬冰。
节假日时	监视负荷及增加巡视次数。
高峰（高温）负荷期间	增加巡视次数，监视设备温度，触头、引线接头，特别是限流元件接头有无过热现象，设备有无异常声音。
短路故障跳闸后	检查隔离开关的位置是否正确，各附件有无变形，触头、引线接头有无过热、松动现象。
设备重合闸后	检查设备位置是否正确，动作是否到位，有无不正常的音响或气味。
严重污秽地区	瓷质绝缘的污秽程度，有无放电、爬电、电晕等异常现象。

4.4.3 隔离开关正常运行操作注意事项

(1) 用手动操作时必须先切断电源，电动操作时必须把手柄取下，以免发生危险。

(2) 箱内空气潮湿时，合上驱潮开关。

(3) 隔离开关操作前应检查断路器在断开位置，相应的接地刀闸应在断开位置，相应的连接部分的接地线确已拆除；

(4) 隔离开关在操作过程中，如有卡涩动触头不能插入静触头、合闸不到位等现象时，应停止操作，待消除后再继续进行，在拉合隔离开关时不要用力过猛，以免造成瓷瓶断裂。

(5) 在操作隔离开关过程中，要特别注意若瓷瓶有断裂等异常时应立即撤离现场，防止人身受伤。

(6) 电动操作隔离开关正常运行时，其操作电源应断开；

(7) 有闭锁装置的隔离开关操作时，应按规定进行，不得随便动用解锁钥匙或破坏闭锁装置；

(8) 主刀与接地刀的机械联锁应准确可靠，拉开接地刀必须到位，防止破坏闭锁装置。

(9) 隔离开关可进行以下操作

a、正常情况下拉、合电压互感器和避雷器；

b、拉、合空载母线；

c、拉、合系统设备没有接地故障时的变压器中性点；

d、拉、合励磁电流不超过 2A 的空载变压器和电容电流不超过 5A 的空载线路，但 35kV 及以上应使用户外三联隔离开关。

e、拉、合与断路器并联且断路器在合闸位置下的旁路电流（此时该开关的控制保险必须取下）。

4.5 互感器运行操作注意事项

4.5.1 互感器的作用及组成

(1) 电流互感器的作用:把大电流按一定比例转换为小电流供测控装置、保护装置、电度表使用。

组成部分: 由铁芯、绕组、瓷套、膨胀器组成。

(2) 电压互感器的作用: 把高电压按一定比例转换为低电压供测控装置、保护装置、电度表使用。

组成部分: 由铁芯、绕组、瓷套、膨胀器组成。

(3) 本站互感器的配置

a、电压互感器的配置

220kV母线 219、229电压互感器采用TYD220 $\sqrt{3}$ -0.01H; 110kV母线 119、129电压互感器采用TYD110 $\sqrt{3}$ -0.02H; 35kV母线 319、329、339、349电压互感器采用JDZX9-40.5; 252高德线A相CVT采用TL-400-5.0-T8A。

b、电流互感器的配置

220kV 所有电流互感器采用LB7-220W2。210、220电流互感器LRB-110; 110、120电流互感器LRB-60; 110kV 所有电流互感器采用LB7-110; 35kV 所有电流互感器采用LDJ4-40.5。

4.5.2 互感器的巡视要求

(1) 互感器的正常巡视检查项目

巡 视 内 容	巡 视 标 准
油位、油色	1. 油标的油位指示, 应和环境温度标志线相对应、无大偏差。 2. 正常油色应为透明的淡黄色。 3. 油位计应无破损和渗漏油, 没有影响察看油位的油垢。
瓷套	表面清洁完好, 无裂纹、损伤、放电现象。
引线及接触部位	引线线夹压接应牢固、接触良好, 无发热变色、变形、断股、铜铝过渡部位无裂纹。
本体、二次接线盒、放油阀	1. 瓷套、底座、阀门和法兰等部位应无渗漏油现象; 二次接线盒无油迹。 2. 无异常震动、异常声音及异味。 3. 外壳及二次回路接地应良好。 4. 电压互感器端子箱熔断器和二次空气开关正常。 5. 电流互感器端子箱引线端子无松动、过热、打火现象。
其它	1. 金属部位无锈蚀, 底座、支架牢固, 无倾斜变形。 2. 架构、遮栏、器身外涂漆层清洁、无爆皮掉漆。

(2) 互感器的特殊巡视检查项目

a、大负荷（高温）期间用红外测温设备检查互感器内部、引线接头发热情况和油位情况;

b、大风扬尘、雾天、雨天外绝缘有无闪络;

c、雨雪、冰雹天气外绝缘有无损伤。

4.5.3 互感器运行规定

(1) 停用电压互感器时应遵守以下规定

- a、停用电压互感时先考虑该电压互感器所带保护及自动装置，为了防止误动作可将有关保护及自动装置退出运行；
- b、电压互感器退出或倒换时，应将其二次空气开关断开，防止反充电；
- c、停运半年及以上的互感器应按有关规定试验检查合格后方可投运。

(2) 投入电压互感器时应遵守以下规定

- a、检修、试验后的电压互感器若需投入运行时，除对其本体作全面检查外，还必须注意二次接线是否正确，各接头是否拧紧；
- b、所做的安全措施是否全部拆除；
- c、互感器上是否有其它遗物；
- d、检查一、二次接线相序、极性是否正确。

(3) 互感器在运行中的其它规定

- a、互感器外壳和二次回路必须有牢固的接地点；
- b、TV 二次侧不允许短路，TA 二次侧不允许开路；
- c、TV 二次侧中性点必须接地；
- d、互感器在连接时，应注意一、二次线圈接线端子上的极性；
- e、TV 回路上的保险容量必须逐级配合；
- f、退出电压互感器时，应保证电压互感器二次联络正常，防止造成保护误动；
- g、35kV 带接地运行时不许超过两小时；（电缆出线的高耗能用户线路发生接地可先断开接地线路断路器，后汇报调度）
- h、严禁用隔离开关或摘下熔断器的方法拉开有故障的电压互感器；
- i、电压互感器允许在 1.2 倍额定电压下连续运行，中性点有效接地系统中的互感器，允许在 1.5 倍额定电压下运行 30S，中性点非有效接地系统中的互感器，在系统无自动切除对地故障保护时，允许在 1.9 倍额定电压下运行 8h 。

4.6 母线及导线的运行和操作注意事项

4.6.1 母线及导线的巡视要求

巡 视 内 容	巡 视 标 准
软母线及接头	1. 检查接头有无发热、母线有无松动、断股、散股。 2. 观察接头有无热气流、变色严重、氧化加剧、夜间熄灯察看有无发红等方法，检查是否发热。 3. 雨雪天气，检查设备引线、线夹主导流接触部位、刀闸主接触部位，看有无积雪融化、水蒸气现象。以上检查，若需要鉴定，应使用测温仪对设备进行检测。 4. 检查母线固定部位有无窜动等应力现象。 5. 无挂落异物。

巡视内容	巡视标准
母线支柱瓷瓶、悬瓶	无污脏、破损及放电迹象
构架	无锈蚀、变形、裂纹、损坏

4.6.2 母线及导线的运行操作注意事项

- (1) 母线及导线的电流不得超过规定的额定值。
- (2) 母线操作时，应遵循先合后拉隔离开关的原则。
- (3) 母线倒换操作完毕，在确认该母线上的负荷全部转换到另一条母线上运行后，应立即合上母联断路器 212、112 的控制电源。
- (4) 对检修后的母线送电前应先对母线进行充电，充电时投入母联 212、112 断路器的充电保护，充电完毕后应立即退出充电保护。

4.7 电力电容器、电抗器的运行和操作注意事项

4.7.1 电容器、电抗器的作用及组成

电容器的作用是补偿系统中的无功功率，以提高功率因数，改善系统的电能质量。其主要由油箱、压力释放器、器身、芯子等组成。

电容器组串联电抗器的作用是限制高次谐波和合闸涌流及操作过电压。其主要由电感线圈、支架等组成。

4.7.2 电容器、电抗器的巡视项目和标准

(1) 电容器正常巡视检查项目

巡视内容	巡视标准
电容器本体	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设备外表涂漆是否变色，外壳无鼓肚、膨胀变形，接缝无开裂、渗漏油现象。 2. 检查电流、电压、温度计指示情况，外壳温度不超过 50℃。 3. 套管应清洁，无破损、裂纹、放电现象。 4. 油位、油色正常。 5. 呼吸器完整，硅胶无受潮变色。 6. 内部无异声，正常应无放电声音。
瓷瓶	瓷瓶应表面清洁、完整，无破损裂纹、无放电痕迹
导引线、电缆	<ol style="list-style-type: none"> 1. 母线及引线是否过紧过松，引线接头接触牢固、接触良好，无松动、过热。 2. 检查接头是否发热。通过观察接头有无过热变色，示温片有无变色熔化，夜间熄灯巡视察看有无发红或远红外测温等方法。 3. 电缆挂牌是否齐全完整，内容正确，字迹清楚，电缆外皮有无损伤，支撑是否牢固，电缆和电缆头有无渗油漏胶，发热放电，有无火花放电等现象；
熔断器、放电回路、接地装置	<ol style="list-style-type: none"> 1. 熔断器、放电回路及指示灯应完好。 2. 电容器外壳和构架应可靠接地，接地装置应完好，接地引线有无严重锈蚀、断股，接地极焊接牢固，无锈蚀现象。

巡视内容	巡视标准
配套设备	检查配套设备,包括开关、刀闸、互感器、串联电抗器、放电线圈、避雷器、继电保护装置和自动投切装置等的运行情况;
其它	2. 设备编号、标示齐全、清晰、无损坏 4. 相序标注清晰 5. 基础无倾斜、下沉 6. 围栏完好、无破损、锈蚀。网门锁好

(2) 电容器特殊巡视检查项目

特殊情况	巡视项目
雨、雾、雪、冰雹天气	应检查瓷绝缘有无破损裂纹、放电现象,表面是否清洁;冰雪融化后有无悬挂冰柱,桩头有无发热;建筑物及设备构架有无下沉倾斜、积水、屋顶漏水等现象。大风后应检查设备和导线上有无悬挂物,有无断线,构架和建筑物有无下沉倾斜变形
大风后	检查母线及引线是否过紧过松,设备连接处有无松动、过热
雷电后	应检查瓷绝缘有无破损裂纹、放电痕迹;
环境温度超过或低于规定温度	检查各接头有无发热现象
断路器故障跳闸后	应检查电容器有无烧伤、变形、移位等,导线有无短路;电容器温度、音响、外壳有无异常。熔断器、放电回路、电抗器、电缆、避雷器等是否完好
异常(如振荡、接地、低周或铁磁谐振)运行消除后	应检查电容器有无放电,温度、音响、外壳有无异常。

(3) 电抗器正常巡视的项目和要求

巡视内容	巡视标准
电抗器本体	1. 电抗器本体外观完整无损,无异物,无变色、变形现象。 2. 表面漆完整清洁,无油漆脱落、裂纹、严重发热变色、放电痕迹。 3. 撑条无错位。 4. 电抗器冷却风道无异物堵塞。 5. 无异常振动和声响。
引线	1. 引线连接牢固可靠,接头无松动。 2. 引线接头接触应良好,无过热变色现象。
瓷瓶	1. 支持瓷瓶完好,无裂纹、破损,无倾斜变形,清洁无杂物。 2. 支柱绝缘子金属部位无锈蚀,支架牢固,无明显污染情况。
其它	1. 接地线应接触良好 2. 电抗器附近无铁磁物体及其他杂物,周边金属物无异常发热现象。 3. 场地清洁无杂物,无杂草。

(4) 电抗器特殊巡视的项目和要求

特殊情况	巡视项目
投运期间	用红外测温设备检查电抗器包封内部、引线接头发热情况。
大风扬尘、雾天、雨天	外绝缘有无闪络放电痕迹。
雨雪、冰雹	外绝缘有无损伤,本体无倾斜变形,无异物。电抗器接地体及围网、围栏有无异常发热,可对比其他设备检查,积雪融化较快、水汽较明显等进行判断。
故障跳闸后	未查明原因前不得再次投入运行,应检查保护装置是否正常,干式电抗器线圈

匝间及支持部分有无变形、烧坏等现象。

4.7.3 电容器运行操作注意事项

(1) 220kV 变电站的无功补偿电容器，一般装在 35kV 或 10kV 侧以补偿主变压器无功损耗为主，并适当补偿部分线路的无功损耗。

(2) 变压器一次侧电压低于额定电压下限时，优先考虑投入电容器提高电压，不以调压方式提高低压侧电压，防止系统电压继续降低。

(3) 35kV~220kV 变电站在主变压器最大负荷时，其一次功率因数应不低于 0.95，在低谷负荷时功率因数应不高于 0.95，电容器投入运行后，35kV 母线电压应保持在系统额定电压的-3%~+7%，10kV 电压保持在 0~10%。

(4) 电容器组的投退应根据规定的电压范围进行；电容器的运行电压超过1.1倍额定电压时应退出运行；

(5) 电容器运行电流一般不应超过额定电流的1.3倍，三相电流差不应超过5%。

(6) 电容器的电压、电流、温度均应注意前后比较，如有突变，虽未超过限度，均视为异常运行，必须查明原因，进行处理；

(7) 电容器在运行中，不得打开电容器开关网门，电容器在送电前应将电容器网开关门关好。否则将造成电容器组开关跳闸和拒绝合闸。

(8) 任何情况下电容器组开关跳闸，5分钟内不得强送，由于继电保护动作使电容器组开关跳闸，在未找出原因前不得重新合闸；

(9) 电容器停电检修时，必须用接地线充分放电，并将电容器两极短接后，方可进行工作；

(10) 操作中切除轻载变压器时，应先切除电容器，投入时应先投变压器，再投电容器组，禁止变压器和电容器同时投切或回路中接有电容器组时投切变压器；

(11) 全站及母线系统停电操作时，应该先拉开电容器组的断路器，后拉开馈线断路器。送电与此相反。禁止空母线或无负荷带电容器运行。

4.7.4 电抗器运行规定

(1) 允许电压和电流：串联电抗器运行时，一般按不超过铭牌规定的额定电压和额定电流长期连续运行。

(2) 运行电压的允许变化范围为：额定值的±5%；电抗器过电压允许运行时间应遵守规定。

(3) 本站电抗器为空心干式线性电抗器，在没有故障时，一般不需要定期检查，只进行定期清扫和修补表面脱漆。

4.8 消弧线圈的运行操作注意事项

4.8.1 消弧线圈的作用和原理

具有可调节电抗的接地电抗器，一端接至变压器35kV中性点一端接地。其作用为当线路发生单相接地故障时，产生电感电流，补偿因线路对地电容产生的电容电流，使故障处不致发生持续的电弧，使故障范围不致扩大，提高供电系统的安全性和可靠性。

4.8.2 消弧线圈的巡视检查项目

(1) 消弧线圈的正常巡视检查项目

巡视内容	巡视标准
本体	1. 设备外观清洁完整无缺损。 2. 金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形； 3. 设备的温度计指示应正常 4. 瓷瓶、套管、阀门、法兰、油箱应完好，无破损裂纹、渗油、漏油； 5. 吸湿器完好，硅胶是否受潮变色 6. 无异常振动、异常声音及异味；
引线	一、二次引线、电缆、母线应连接牢固，无断股，接触良好，接头无过热、变色；
储油柜	1. 储油柜应完好，无渗油、漏油； 2. 储油柜的油位、油色正常，油位应与温度相对应
控制箱和二次端子箱	1. 阻尼电阻端子箱内所有熔断器和二次空气开关正常； 2. 阻尼电阻箱内引线端子无松动、过热、打火现象； 3. 各控制箱和二次端子箱应关严，无受潮； 4. 二次控制器显示各项参数是否在合格范围
其它	1. 构架基础符合相关基建要求； 2. 接线端子标志清晰，运行编号完备； 3. 消弧线圈装置需要接地的各部位应接地良好；

(2) 消弧线圈的特殊巡视检查项目

特殊情况	巡视项目
高温天气	检查油温、油位、油色是否正常
气温骤变	检查油枕油位和瓷套管油位是否有明显变化，各侧连接引线是否有断股或接头处发红现象，各密封处是否有渗漏油现象；
大风、雷雨、冰雹后	检查引线摆动情况及有无断股，设备上有无其他杂物，瓷套管有无放电痕迹及破裂现象
浓雾、小雨、下雪时	瓷套管有无沿表面闪络或放电，各接头在小雨中或下雪后不应有水蒸气上升或立即融化现象，否则表示该接头运行温度比较高，应用红外线测温仪进一步检查其实际情况。

4.8.3 消弧线圈正常运行规定

(1) 在电网中有操作或接地故障时，不得停用消弧线圈。由于寻找故障及其他原因，使消弧线圈带负荷运行时，应对消弧线圈上层油温加强监视，温度最高不得超过95℃，并监视消弧线圈带负荷运行时间不得超过铭牌规定的允许时间，否则应切除线路故障；

(2) 消弧线圈的电抗或电流，是利用操作无载分接开关或有载分接开关来调节的。

(3) 消弧线圈安装完毕投入运行之前，对于无外壳的消弧线圈，一般应在消弧线圈的周围安装隔离栅栏，以避免人或物的意外事故发生。

(4) 消弧线圈投入运行后，禁止触摸消弧线圈主体，以防事故发生。

- (5) 两台主变压器的中心点禁止同时接消弧线圈运行。
- (6) 系统中有接地故障时禁止操作消弧线圈。

4.9 避雷器等过电压保护设备的运行操作注意事项

4.9.1 避雷器、避雷针的作用及其组成

避雷器的作用是防止雷电进行波的侵害；其主要由绝缘瓷套、氧化锌电组片、上、下法兰及压紧弹簧及附件组成。

避雷针的作用是防止直击雷；其主要由由避雷针头、引流体、接地体等组成；

4.9.2 避雷器等过电压保护设备的巡视检查维护项目

(1) 避雷针的巡视检查项目

- 正常巡视时，应检查避雷针是否倾斜、锈蚀、接地是否可靠，针头与接地连接是否可靠。
- 避雷针每年雷雨季节，应进行锈蚀情况检查，并应定期进行防腐处理。
- 雷雨天气巡视设备时，不宜靠近避雷器和避雷针 5m 以内。
- 严禁在避雷针或装有避雷针的构架上架设低压照明线。

(2) 避雷器的巡视检查项目

巡 视 内 容	巡 视 标 准
瓷质部分	瓷套表面积污程度，无裂纹、破损、放电现象，法兰无裂纹锈蚀、进水等现象
本体	1. 避雷器内部应无异常声响，本体无倾斜 2. 基础无裂缝，固定螺丝无松动、锈蚀
放电计数器	1. 放电计数器密封应良好，计数器内部无积水 2. 记录计数器动作次数，指示数是否有变化 3. 检查泄漏电流值应在正常允许范围，无明显变化。
避雷器引线	引线完好，接触牢靠，线夹无裂纹
接地	与避雷器、计数器连接的导线及接地引下线有无烧伤痕迹、锈蚀或断股现象
均压环	无松动、锈蚀、无歪斜
其它	1. 油漆应完整，相色应正确； 2. 低栏式布置的避雷器遮栏防误锁应正常，应悬挂警示牌，栏内应无杂物 3. 标示牌应齐全，编号应正确。

(3) 避雷器的特殊巡视要求

- 对于符合特殊巡视条件的避雷器，视缺陷程度增加巡视次数，着重观察异常现象或缺陷的发展变化情况；
- 特殊条件下巡视避雷器时应注意保持与避雷器足够的安全距离，避雷器外套或引流线与避雷器间出现严重放电现象时应远距离进行观察；
- 特殊巡视中出现紧急状况时，应立即向上级汇报并按照缺陷的处理原则进行处理。

特殊情况	巡 视 项 目
阴雨天及雨后	主要观察避雷器外套是否存在放电现象，对于安装有泄漏电流在线监察装置的应观察泄漏电流变化情况；
大风及沙尘天气	1. 主要观察引流线与避雷器间连接是否良好，是否存在放电声音，垂直安装的避雷器是否存在严重晃动。 2. 观察避雷器外套是否存在放电现象，对于安装有泄漏电流在线监察装置的应观察泄漏电流变化情况；
每次雷电活动后或系统发生过电压等异常情况后	应尽快进行特殊巡视工作，观察避雷器放电计数器的动作情况，观察瓷套与计数器外壳是否有裂纹或破损，与避雷器连接的导线及接地引下线有无烧损痕迹，对于安装有泄漏电流在线监察装置的应观察泄漏电流变化情况。
运行 15 年及以上的避雷器	重点跟踪泄漏电流的变化，停运后应重点检查压力释放板有无锈蚀或破损；

4.9.3 避雷器等过电压保护设备运行操作注意事项

- (1) 避雷器在投入运行前或更换动作记录后应及时记下记录器底数。
- (2) 每次雷雨后应对避雷器进行检查并记录动作次数。
- (3) 每年雷雨季节前应对避雷器进行一次检查，清除缺陷，非雷雨季节，亦应按设备周期维护表作核对性检查，并做好记录。

4.9.4 JSH-3（JSH-5）型避雷器漏电流及动作计数器运行规定

(1) 避雷器漏电流及动作器的作用

本仪器串接在避雷器接在回路中，记录器中的毫安表用于监测运行电压下避雷器的漏电流峰值，可以判断避雷器内部是否受潮、避雷器瓷套外部的污秽程度、元件是否异常等情况。

动作计数器则记录避雷器动作次数。

(2) 运行维护的有关规定

a、记录器玻璃有灰尘时，可用布或纸擦去，不可用力撞击，以免损坏；

b、巡视时注意观察并记录各相记录器毫安表指示是否基本一致，发现毫安表指示异常以及个别相记录器红色发光管发亮要及时汇报工区。

c、若在雨天及大雾天，记录器中毫安表指示普遍增大，红色发光管全部发亮，说明是瓷套外的泄漏电流增加引起，要注意及时清扫瓷套表面的污秽。（JSH-5 型能反映瓷套外的泄漏电流，如果指针在绿色范围内，说明污秽并不严重，若在粉红色范围内，污秽开始加重，若在红色范围内，污秽很严重，应及时清扫。）

d、当运行电压有波动时，记录器中的毫安表指示会有少许变化，这是正常的；

(3) 发现下列情况之一者，应立即汇报工区

a、记录器玻璃内有大量水珠；

b、记录器毫安表变化异常，个别相记录器红色发光管发亮；

c、记录器毫安表电流指示较初装时增大 50%时；

d、记录器毫安表电流指示渐小甚至回到零位；

4.10 电力电缆的运行、操作注意事项

4.10.1 电力电缆的作用及组成

电力电缆的作用：是传输和分配电能的一种特殊电线，它具有防潮、防腐和防损伤等特点，它可以直接埋在地下及隧道或沟道里，也可以敷设在水中或海底。

组成：主要由导体、绝缘层、保护层三部分组成。

4.10.2 电力电缆的日常巡视检查项目

巡 视 内 容	巡 视 标 准
电缆外壳	1. 电缆外壳接地是否良好、电缆外表有无过热； 2. 电缆外壳是否完整、无破损。
电缆终端头	电缆终端头应完整清洁，引出线的线夹应紧固无发热现象；
电缆沟	1. 电缆沟内支架必须牢固，无松动或锈蚀现象，接地良好； 2. 电缆沟内无易燃或其它杂物，无积水，电缆孔洞、沟道封闭严密，防小动物措施完好；

4.10.3 电力电缆的运行规定

- (1) 电缆终端头的巡视检查与其它一次设备同时进行；
- (2) 电缆终端头每年结合预试进行一次停电检查；
- (3) 电缆走向标牌齐全，在埋设电缆的地方禁止挖土、打桩、堆积重物，泼洒酸碱的腐蚀物；
- (4) 如需挖掘电缆应停电进行，若无法停电，应经领导批准，并由熟悉现场情况的人员进行；
- (5) 挖出的电缆上面严禁踏踩或压折；
- (6) 运行中的电缆禁止移动，已移动的电缆，必须通过试验后，才允许投入运行；
- (7) 电缆正常工作电压不应超过额定电压的 15%，电缆线路升压运行必须经过试验鉴定并经上级主管部门批准。
- (8) 电缆原则上不允许过负荷，即使在处理事故时出现的过负荷，也应迅速恢复其正常；
- (9) 发现电缆或电缆头冒烟时，必须先切断电源，再立即进行灭火。

4.11 站用电系统的运行、操作注意事项

4.11.1 站用电的作用及组成

站用电的作用：变换交流电压和电流，将 35kV 或 10kV 电压变换成 220V 或 380V 的电压，供给站内直流系统、主变风冷装置、检修电源、生活照明等设备使用。

站用电的组成：站用变压器、低压配电屏等。

4.11.2 站用电的日常巡视检查项目

巡视内容	巡视标准
声音	响声正常，无杂音或不均匀的放电声
油位、油色	1. 变压器的油位指示正常 2. 正常油色应为透明的淡黄色 3. 油位计应无破损和渗漏油，没有影响察看油位的油垢
气体继电器	气体继电器内应无残余气体；
油温	油温正常，有无显着变化
站用变本体	1. 本体及套管连接处无渗漏油现象 2. 套管清洁、无破损、放电痕迹 3. 接地极焊接牢固，无锈蚀现象 4. 呼吸器外部无油迹，油杯完好，油位正常 5. 呼吸器内硅胶颜色无受潮变色。如硅胶变为红色，且变色部分超过 1/3，应更换硅胶 6. 站用变的电缆及电缆头是否有异常，引线接头有无过热现象；
低压配电屏	输出电压是否正常，三相负载是否平衡； 各控制开关位置、指示灯与实际相符； 低压屏清洁，有无杂物，有无异常响声； 低压屏接头是否有发热现象； 低压屏的防小动物措施是否严密可靠。

4.11.3 站用变的运行操作规定

(1) 两台所变正常运行时，一台运行，一台备用，每月切换一次。一台所变发生故障时，应立即投入另一台所变。本站站用电由 300 所变、10kV 所变供电。300 所变接入低压室 I 段母线，10kV 所变接入低压室 II 段母线，正常运行时，300 断路器在合闸位置，300 所变、10kV 所变低压开关一个在合闸位置，一个在断开位置，分段开关在合闸位置。

(2) 在切换站用变前，应对备用所变进行检查，无异常时，方可退出运行所变，后投入备用的所变运行。

(3) 站用变停电检修，应把高低压开关刀闸都断开（手车开关应拉在检修位置）。

(4) 在合所变低压开关时，应检查 UPS 不间断电源的运行情况，同时将与运行无关的计算机或其他负荷暂时退出，以免造成监控系统失电；

4.12 耦合电容器、阻波器的运行

4.12.1 阻波器、耦合电容器的作用

阻波器的作用：阻止高频电流向变电站或分支泄露，达到减小高频能量损耗的作用。

阻波器的组成部分：电感线圈、避雷器、强流线圈、调谐电容组。

耦合电容器的作用：是使强电和弱电两个系统通过电容器耦合，给高频信号构成回路。

耦合电容器的组成部分：瓷套、上下法栏、芯子等组成。

4.12.2 耦合电容器的巡视检查

巡视内容	巡视标准
瓷瓶	1. 完好清洁，无破裂，无损伤放电现象
接头、导引线	1. 压接良好，无过热、松动、放电现象 2. 线夹无发热、无裂纹 3. 引线无断股、无烧伤痕迹
本体	1. 油位正常无渗漏油。若有渗油，应作为危急缺陷，向调度和上级汇报
其它	1. 设备编号、标示齐全、清晰、无损坏 2. 相序标注清晰

4.12.3 阻波器的巡视检查

巡视内容	巡视标准
本体	1. 固定牢固，无较大摆动 2. 阻波器内不应有鸟巢和异物 3. 悬挂与支持阻波器的瓷瓶应完好
接头	压接良好，无过热、松动、放电现象

4.12.4 结合滤波器的巡视检查

巡视内容	巡视标准
本体	清洁、完好，固定牢固
接地刀闸	正常应在“分”位，无放电异响
地刀支持瓷瓶	固定牢固，无破裂、损伤现象

5 直流系统和不间断电源运行操作的注意事项

5.1 直流系统运行操作的注意事项

5.1.1 直流系统的作用和组成

直流系统在变电站中为控制、信号、继电保护、自动装置及事故照明等提供可靠的直流电源。它还为操作提供可靠的操作电源。直流系统的操作与否，对变电站的安全运行起着至关重要的作用，是变电站安全运行的保证。

本站直流系统采用高频开关电源和全封闭阀控铅酸免维护电池，供全站直流用电。

(1) 蓄电池为两组，各 103 节，容量均为 400AH。

(2) 直流装置由 11 面屏组成，包括充电柜 2 面，馈线柜 4 面，联络柜 2 面，事故照明柜 1 面，放电柜 1 面，试验电源柜 1 面。

(3) 每面充电柜中有 3 块整流模块，充电柜设有智能监控装置，电池巡检仪，接地巡检仪等。

✧ 智能监控装置：监测电源系统的工作状态和运行参数，显示于液晶屏上，并可通过通讯接口向远程控制终端传送数据信息，接受人工输入或上位计算机发送的数据或工作参数的指令，实现“四遥”和过压欠压等报警，同时具有交流断电恢复自动启动等；

✧ 智能接地巡检仪：检查母线绝缘电阻，当检测到接地阻值小于设定阻值，发出报警信号；

5.1.2 直流系统的运行监视及维护项目和注意事项

(1) 值班人员对运行中的直流电源装置，主要监视交流输入电压值、充电装置输出电压值和电流值、蓄电池组电压值、直流母线电压值、浮充电流值及绝缘电压值等是否正常。

✧ 直流母线电压应保持在 220V 士 10% 范围内，过高或过低时应及时进行调整，直流母线电压的高低由直流充电装置自动调节，运行中如发现直流电压异常时，应检查直流充电装置有无异常，并汇报专业人员处理。

✧ 运行中的直流母线对地绝缘电阻值不小于 25K Ω ，若有接地现象，应立即寻找和处理。值班人员每天应检查正母线和负母线对地的绝缘值。交接班时，每班应检查一次直流系统绝缘情况。

(2) 值班员人员每日应对直流电源装置上的各种信号灯、声响报警装置进行检查。

✧ 检查智能监控装置工作是否正常，不正常时通知检修人员处理。

✧ 运行中若直流输出空气开关跳闸或熔断时，发出告警信号，运行人员应尽快找出故障点，分析出事故原因，立即进行处理和恢复。

(3) 检查蓄电池的单体电压值，连接片有无松动和腐蚀现象，壳体有无渗漏和变形。蓄电池正常运行时，单节电池电压应保持在 2.23-2.25 之间。

(4) 定期对蓄电池组进行外壳清洁工作。

(5) 直流系统改变现场运行方式的操作，应由两人进行，一人监护，一人操作。

5.1.3 特殊运行方式

(1) 当 1#直流电源蓄电池或高频开关电源故障和检修,需退出运行时,其操作程序:

操作顺序	操作项
1	合上2#直流馈联络开关
2	合上直流联络柜2#联络开关
3	合上直流联络柜1#联络开关
4	断开1#高频开关电源屏后2ZK
5	断开1#高频开关电源屏交流输入开关

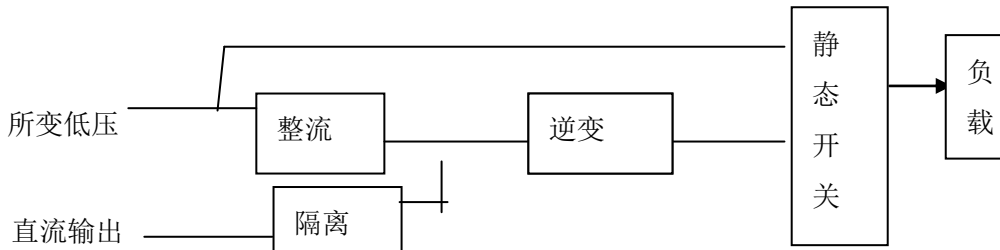
此时,1#蓄电池组、1#高频开关电源退出运行,1#直流馈线柜所有直流负荷均由2#直流电源带出。

(2) 当 2#直流电源蓄电池或高频开关电源故障和检修,需退出运行时,其操作程序:

操作顺序	操作项
1	合上2#直流馈联络开关
2	合上直流联络柜1#联络开关
3	合上直流联络柜2#联络开关
4	断开2#高频开关电源屏后2ZK
5	断开2#高频开关电源屏交流输入开关

此时,2#蓄电池组、2#高频开关电源退出运行,2#直流馈线屏所有直流负荷均由1#直流电源带出。

5.2 电力不间断电源基本原理



(1) 所变交流电正常时,经整流滤波,将直流电力提供给逆变单元,逆变将直流电能转变成交流电后,通过静态开关提供给负载;

(2) 所变交流电异常时,由直流母线提供电力供给逆变单元,逆变将直流电能转变成交流电后,通过静态开关提供给负载;

(3) 如果关闭逆变器或输出过载直流母线电压过低,负载无间断地转移为通过静态开关的低压所变电源供电,通过静态开关提供给负载;

(4) 当交流工作电源消失或整流器等元件故障时,由站内220V直流系统经闭锁二极管向逆变器供电。

6 继电保护及自动装置运行操作的注意事项

继电保护及自动装置是保障电网安全运行中，电气设备在发生故障时不受损伤或减轻损坏程度的装置，是电力系统整体的不可缺少部分，严禁电气设备在无任何保护的条件下运行。

6.1 继电保护及自动装置运行通则

6.1.1 对运行人员的要求

- (1) 了解微机保护装置的基本原理，掌握微机保护装置的时钟校对、采样值打印（显示）、定值清单打印（显示）、报告复制、按规定的方法改变定值区、保护的停退和使用打印机等操作。
- (2) 负责进行微机保护装置的投入、停用等操作。
- (3) 负责记录并向主管调度汇报微机保护装置的信号显示及打印报告等情况。微机保护装置动作（跳闸或重合闸）后，现场运行人员应按要求记录装置的信号显示及打印报告等情况，复归信号，并将动作情况和测距结果立即汇报向主管调度汇报，然后复制总报告和分报告。
- (4) 掌握微机保护装置打印（显示）出的各种信息含义。
- (5) 微机保护装置在运行中需要改变已固化好的成套定值时，由运行人员按规定的方法改变定值，此时不必停用微机保护装置，但应立即打印（显示）出新定值清单，并与主管调度核对。
- (6) 对微机保护装置和二次回路进行巡视。微机保护装置出现异常时，当值值班员应根据装置的现场运行规程进行处理，并立即向主管调度汇报，通知继电保护人员立即来现场进行处理。

6.1.2 继电保护及自动装置的巡视要求

运行中的保护装置，每班交接班时必须巡视检查一次。继电保护及自动装置的正常巡视检查项目：

巡 视 内 容	巡 视 标 准
保护装置	1. 各保护装置运行正常，无破损异音及冒烟现象。 2. 各类运行指示灯、液晶显示器显示内容应正常，无告警灯亮，无告警信息发生。 3. 电压切换灯与实际隔离开关位置相符。
压板及转换开关	1. 压板及转换开关位置应与运行要求一致。 2. 各端子无过热变色现象。
空气开关	1. 控制信号电源空气开关位置符合运行要求。 2. 各保护装置电源工作正常。
打印机	打印机工作正常，打印纸应足够，打印机的打印色带应及时更换。

6.1.3 继电保护及自动装置的运行注意事项

- (1) 每月15日检查保护压板投退情况。
- (2) 运行中的继电保护及自动装置的投入和退出，应按调度管辖范围的值班调度员命令进行。
- (3) 继电保护及自动装置的投入应和一次系统运行方式相符合，由于一次系统运行方式的改变可能引起保护不

正确动作时，应先停用有关保护，再进行一次设备操作。

(4) 系统电气一次设备不允许无保护运行（直流系统查找接地故障除外），检修后的设备充电时应投入全部保护，运行中设备被迫退出主保护时应保留后备保护或接入临时保护。

(5) 继电保护和安全自动装置本身发生故障或异常如有误动可能时，应先退出该保护或自动装置，然后汇报当值调度员。

(6) 继电保护及安全自动装置发生不正确动作后，运行人员应保持现场原有状态，并迅速汇报值班调度员及有关部门，若必须变更现状，应做好记录并经值班调度员同意后，方可变更。

(7) 下列情况下应停用整套微机保护装置：

- a、微机保护装置使用的交流电压、交流电流、开关量输入、开关量输出回路作业；
- b、装置内部作业；
- c、继电保护人员输入定值。

(8) 在继电保护及安全自动装置上寻找直流接地时，应向值班调度员申请退出保护后再工作。

(9) 运行中电源指示灯熄灭，直流消失光字牌亮，说明装置直流电源消失。

- a、如装置逻辑回路采用变电站直流电源直接供电方式，应立即报告当值调度员，申请退出保护装置；
- b、如装置逻辑回路采用逆变电源供电方式，应先将逆变电源再启动一次，若装置仍不能恢复直流电压时，应立即报告当值调度员，申请退出保护装置。

c、迅速查明原因进行处理，如果经检查运行人员无法处理，应通知检修部门处理。

(10) 装置发“CT断线”信号，而不能复归时，应立即申请退出保护，通知检修部门处理

(11) 高频保护运行规定

a、高频保护必须两侧同时投入。

b、有以下情况时，应立即报告当值调度员；应立即报告当值调度员，并申请退出高频保护，通知专业人员处理：

- 高频保护必须每天交换信号，运行中当衰耗超过规定值（3DB）而发告警信号
- 收发讯机装置异常或通道告警（通道检修或故障）

c、高频保护因故停用，再次投运前应进行通道“对试”，“对试”正常时方可投入。线路停电时，若高频保护回路无工作时，高频保护可不退出运行，但在线路恢复送电后必须进行通道“对试”，“对试”不正常时应退出该高频保护，被带开关恢复运行时，必须进行通道“对试”。

(12) 220kV线路重合闸装置投入时，应将两套重合闸把手均打在单重位置，退出一套重合闸的合闸出口压板；在重合闸停用时，两套重合闸的把手均应打在停用位置。

(13) 下列情况下，重合闸装置方式开关投“停运”位置（退出重合闸）：

- a、试运行的线路送电时和试运行期间；
- b、断路器开断电流可能小于短路故障电流；
- c、断路器切断故障次数超过规定且未检修；
- d、断路器本身有明显故障或存在其它严重问题；
- e、线路带电作业要求退出时；
- f、重合于永久性故障可能对系统稳定带来严重后果；

- g、使用单相重合闸的线路无全线路快速保护投入运行；
- h、有其他特殊规定。

(14) 主变保护运行规定

a、差动保护和瓦斯保护是主变的主保护，运行中不应将差动和瓦斯保护同时退出。如需同时退出，须经有关主管领导批准。

b、主变差动保护电流回路设备经过更换或二次回路变更后，变压器在充电时，应投入差动保护；利用负荷电流和系统工作电压对保护结线正确性检查之前将差动保护退出，在确认结线正确无误后，方可将差动保护投入。

c、新装或大修后的变压器，充电前应将重瓦斯投入跳闸；充电正常后，本体重瓦斯投信号，经24小时运行，并经过多次放气检查，确证没有气体，方可投入跳闸。

d、在运行中的变压器上进行下列工作时，重瓦斯应由跳闸改投信号。

- ✧ 带电加油或滤油；
- ✧ 呼吸器疏通，冷却装置进行的检修（风扇检修除外）；
- ✧ 瓦斯继电器及其二次回路上工作。

e、若运行中发现主变大量漏油而使油面下降时，重瓦斯不得改投信号。

f、当差动保护发“电流回路断线”信号时，应退出差动保护。

(15) 继电保护装置的检验工作在开工前，值班人员应按《电业安全规程》的要求布置好安全措施。

(16) 凡开关机构进行调整或更换部件后，需经过保护带开关作传动试验合格后，继电保护装置方可投入运行。

(17) 微机保护工作结束送电前，应检查该保护屏后空气开关确已合好，保护电压切换指示正常。

(18) 装置投运步骤

a、投入直流电源，电源指示灯信号指示灯指示正常。

b、新投运或运行中的微机保护装置直流电源恢复后，应校对时钟。

c、将打印机与保护装置连接好，合上打印机电源，检查打印机‘Power（电源）’开关投至‘ON’位置。

d、打印一份定值清单。打印出的定值清单应与调度下达的定值通知单核对无误后存档。存档的定值要注明打印时间，操作人核对人姓名。

e、按调度命令投入各保护压板。

(19) 微机保护装置最大湿度不应超过75%，应防止灰尘和不良气体侵入。微机保护装置室内环境温度应在5-30℃范围内，若超过此范围应开启空调。

6.2 WBH—801（WBH—802）型微机保护

6.2.1 本保护配置于1#主变压器

6.2.2 装置的正常运行：

- 各稳压电源插件+5V+15V -15V +24V 电源绿色指示灯亮；
- 各保护插件绿色运行指示灯应快速闪烁；
- 通讯管理接口插件绿色运行指示灯亮，液晶显示器显示内容正确；

- 各保护插件告警灯均熄灭；
- 打印机电源指示灯亮，并装有打印纸。

6.2.3 本保护可实现以下保护功能：

- 二次谐波原理比率制动差动保护和波形比较原理比率制动差动保护、低阻抗保护
- 复合电压启动（方向）过流保护
- 过激磁保护
- 非全相保护
- 失灵保护电流判别
- 过流（过负荷有载调压闭锁风冷启动）保护
- 过电压保护
- 低电压保护
- 零序方向过流保护
- 零序过流保护
- 零序过电压
- 中性点间隙零序电流及零序电压保护
- 电压回路断线判别
- WBH-802装置可实现非电量（无源触点）保护

6.2.4 保护装置各插件面板指示灯说明

- HWJaHWJbHWJc灯：开关处于合闸位置时点亮
- TWJaTWJb TWJc灯：开关处于跳闸位置时点亮
- YQJ灯：220kV I 母刀闸位置显示（A柜第一层6#插件）
- YQJ灯：220kV II 母刀闸位置显示（A柜第一层7#插件）
- YQJ灯：220kV旁路母线刀闸位置显示（A柜第一层8#插件）
- YQJ灯：110kV I 母刀闸位置显示（B柜第一层3#）
- YQJ灯：110kV II 母刀闸位置显示（B柜第一层4#插件）
- YQJ灯：110kV旁路母线刀闸位置显示（B柜第一层5#插件）
- +5V+15V-15V+24V灯：电源指示灯灯，点亮时表示电源工作正常
- 运行灯（绿色）：闪亮时表示保护模块运行正常，慢闪时表示保护模块处理备用或调试状态。
- 告警灯（红色）：该保护模块异常时点亮
- 启动灯（黄色）：保护启动判据动作时点亮
- 出口模块各红色指示灯：该保护模块相应保护动作时点亮

6.2.5 运行注意事项

1) 所有保护插件及通讯管理接口插件上运行指示灯（绿灯）应快速闪动，单元管理机液晶显示内容应正确，无告警灯点亮，电源插件+5V+15V -15V. +24V电源指示灯指示应正常；

2) 每次保护动作后, 无论是否跳闸, 均有信号指示, 同时打印一份动作报告, 在装置信号插件面板上相应的出口指示灯点亮, 该指示灯一直保持点亮, 直至信号被复归;

- 3) 定期打印各CPU的采样报告及定值清单以便及时发现问题并更正;
- 4) 运行中不允许轻易修改定值, 按规定在修改定值时要先断开跳闸压板, 输入固化定值后要等核对正确并恢复正常运行时, 重新投入跳闸压板;
- 5) 保护全停要先断开跳闸压板再停直流电源, 不允许用仅停直流的方法代替;
- 6) 运行人员不允许不按规定操作程序随意按动装置插件上的键盘开关;
- 7) 保护动作后, 打印机自动记录打印动作报告, 记录动作类型动作时间及动作参数。运行人员应收集和保存好动作报告;
- 8) 手动复归信号, 可按机柜上的信号复归按钮, 复位该屏的所有保持信号; 若怀疑保护不正确动作时, 不得复归信号, 应通知继保人员处理。

6.2.6 装置异常及紧急处理:

在运行中, 保护装置出现异常, 这时装置会自检出故障, 同时自动发出装置故障信号或出现运行指示灯不正常等现象, 此时应作以下紧急处理:

- 1) 退出有关保护的出口压板;
- 2) 保留全部打印数据, 记录有关现象;
- 3) 察看自检是否正常, 若不正常则可判断为CPU插件故障;
- 4) 若非CPU故障, 则可根据打印信息判断故障插件;
- 5) 确认打印机无输出后关机, 根据判断用备用插件替换故障插件;
- 6) 遇任何非预期现象时, 在确认无报告输出后应及时复位一次, 然后再处理;
- 7) 若打印机异常, 而微机保护装置无异常时, 不必停保护装置, 只需对打印机作适当处理。
- 8) 若遇交流插件出口插件故障或其它无法排除的故障, 应通知继保人员处理。

6.3 WBZ-500 型变压器保护装置

6.3.1 本保护配置于1号主变。

6.3.2 本保护可实现以下保护功能

- 差动速断保护
- 二次谐波制动差动保护
- 阻抗保护
- 过流保护及过流方向保护
- 过激磁保护
- 零序电流及零序电流保护
- 间隙零序保护
- 过负荷保护
- 低电压接地保护
- 断路器失灵保护
- 断路器非全相保护
- PT断线保护

- 非电量保护

6.3.3 装置的正常运行

- 1) 保护插件运行监视绿色指示灯闪亮 通讯管理机插件运行监视绿色指示灯亮;
- 2) 操作箱各插件运行灯亮, 开关刀闸位置指示灯点亮并与设备实际位置相符;
- 3) 液晶显示器显示内容正确;无异常告警信息;
- 4) 屏上各保护压板切换开关按调度命令投退正确;
- 5) 打印机电源指示灯亮, 并装有打印纸。

6.3.4 装置的信号灯

- 运行监视灯: 闪烁时指示装置处于运行状态
- 装置异常: 装置异常告警
- 保护动作: 保护动作跳闸指示
- 告警信号: 保护靠警(如过负荷CTPT断线)
- 启动: 保护进入启动状态

6.4 PST-1200 系列数字式变压器保护装置

6.4.1 保护配置: 2号主变保护采用南京新宁 PST-1200 系列数字化 PST-1202A 和 PST-1202B 两套保护装置。

6.4.2 PST-1202 A(B) 保护装置的指示灯、信号灯情况说明

指示灯有 4 个: 呼唤、备用、启动、过激磁。

信号灯有 6 个: 运行、过负荷、保护动作、CT 回路异常、PT 回路异常、告警

正常时“运行”信号灯亮, 其余信号灯和“呼唤”、“备用”、“启动”、“过激磁”指示灯不亮, 液晶循环显示三侧三相二次电流值和角度、保护投入情况。

6.4.3 PST-1202 A(B) 保护装置的功能

- 1) 差动电流速断保护;
- 2) 二次谐波闭锁原理的比例差动保护(波形对称原理的差动保护);
- 3) 复合电压闭锁(方向)过流保护;
- 4) 复合电压闭锁过流保护;
- 5) 零序(方向)过流;
- 6) 零序过流保护;
- 7) 间隙保护;
- 8) 过负荷。

6.4.4 PST-1202 A(B) 保护装置投运前的设置、检查:

- 1) 退出保护出口压板。
- 2) 断开各保护投入压板, 投入各直流电源, 这时装置面板上运行灯闪亮, 合并器上的采集器灯亮。
- 3) 检查交流回路投入良好, 三相电压及各相电流相序及相位正确。
- 4) 核对液晶显示屏的时钟。
- 5) 保护定值按调度定值整定通知单整定, 所有的保护定值整定完后, 打印一份各保护的定值清单, 核实

无误后存档。

6) 检查各 CPU 保护压板投退是否正确。

6.4.5 PST-1202 A(B) 保护装置运行注意事项

1) 装置电源具有保护功能，如电源、输出回路发生短路或断路时，装置电源退出运行。

2) 严禁带电拔各插件。

3) 装置的主板均带有电池，防止系统掉电后，内存数据丢失。

4) 装置内部通讯可通过指示灯监视，如果由于干扰等原因使通讯暂时中断，短时间内，通讯系统自动恢复，同时被中断的信息重新传输。如果由于硬件损坏等原因而导致通讯长时间不能恢复，则主界面显示通讯时中断，此时保护正常运行。

5) 保护动作后，录波数据由通讯口传输，最大传输时间为 90 秒，因此，保护动作，待通讯传输结束后，才能在液晶界面上得到完整的录波波形。

6) 自检出错后，应查明故障，及时更换插件。

7) 运行人员不得对保护盘后面的光缆熔接口进行挪动，眼睛不能对着光纤，以免伤了眼睛。

6.4.6 PST-1202C 非电气量保护的功能

1) 本体重瓦斯、压力释放，有载调压重瓦斯；

2) 本体轻瓦斯、有载调压轻瓦斯；

3) 绕组温度高报警，本体油温高报警。

6.4.7 PST-1202C 装置运行的信号指示

1) 装置“运行”灯为黄灯，装置正常运行时灯亮。运行灯不亮，说明装置电源有异常；

2) “启动”灯为黄灯，正常运行时熄灭，当任一保护元件启动时点亮；

3) “信号”灯为红灯，正常进行时熄灭，当任一保护动作时点亮；

4) “跳闸”灯为红灯，正常运行时熄灭，当任一保护跳闸时点亮。

6.5 SGT-756 数字式变压器保护装置

6.5.1 保护配置：配置于 2 号主变。

6.5.2 保护装置的功能

差动保护：

差动速断；

二次谐波制动稳态比率差动；

波形分析制动稳态比率差动；

故障分量差动。

零序差动保护：

零序差动速断；

零序差动。

后备保护：

相间阻抗保护；

接地阻抗保护；

复压闭锁方向过流保护（可选择是否经复压闭锁、带方向）；
 零序方向过流保护；
 间隙保护（零序过流、零序过压）；
 非全相保护；
 反时限过激磁保护；
 反时限零序过流保护
 过负荷告警；
 TA、TV 断线告警
 闭锁调压功能；
 启动通风功能

6.5.3 保护面板指示灯说明

正常运行时，只有【运行监视】灯亮。

【差流告警】、【CT 断线】、【PT 断线】、【装置异常】灯是在接入信息或装置有异常情况时亮，异常消失后自动灭。

【保护启动】、【保护动作】、【通风启动】是在主变有故障时亮，是保持信号，手动复归后灭。

【过负荷】灯：当发生过负荷时点亮，过负荷消失后自动灭；

6.6 WMZ-41B 型微机母线保护装置

6.6.1 本保护装置配置于220kV、110kV母线，国电南瑞生产的微机母线差动保护。

6.6.2 WMZ-41B型微机母线保护装置采用多CPU系统，由三层保护机箱组成：

第一层装置为“出口跳闸”-实现“各单元出口跳闸、运行方式输入特别显示”等功能。

第二层装置为AD转换、CPU、开关量IO及人机界面，管理CPU实现“电压闭锁、人机对话、通讯管理”等功能，保护CPU实现“A、B、C各相电流差动保护及断路器失灵保护”等功能。操作键盘由“↑”，“↓”“→”，“←”为按键控制液晶中的光标；“+”“—”按键用于定值整定，修改过程中增减数字量；“确认”“退出”“复位”

第三层装置为“交流模件”，将各单元三相电流、母线电压等模拟量变化成弱电电压量输入到AD模件。

6.6.3 功能型手动切换开关把手投退位置说明：

(1) 充电启动开关，有三挡位置：

- ① 正常运行时把手应置于“中间位置”充电保护功能退出；
- ② 短充电状态下把手置于“左挡位”充电保护投入并按 I 段定值整定；
- ③ 长充电状态下把手置于“右挡位”充电保护投入并按 II 段定值整定；

(2) 互联手动开关，有两挡位置：

- ① 正常运行时把手应置于“退出位置”，为非互联状态；
- ② 倒闸操作时，将把手置于“投入”位置，此时保护屏上发“互联状态”信号；

(3) I 母TV投切开关，有两个档位：

- ① 正常运行时把手应置于“投入位置”，I 母电压输入量参与电压计算；
- ② 当 I 母TV检修时，将把手置于“退出位置”，I 母电压输入量不参与电压计算，此时保护屏上发“ I 母TV”信号；

(4) II 母TV投切开关，有两个档位：

① 正常运行时把手应置于“投入位置”，II 母电压输入量参与电压计算；

② 当 I 母TV检修时，将把手置于“退出位置”，II 母电压输入量不参与电压计算，此时保护屏上发“II 母TV”信号；

(5) 调试/运行切换开关，有两个档位：

① 正常运行时把手应置于“运行”位置，保护程序处于运行状态，装置的运行指示灯闪烁；

② 当母线装置在试验、硬件测试时，将把手置于“调试位置”，保护程序处于调试状态，装置的运行指示灯不在闪烁，状态为常亮或常灭（取决于把手操作瞬间指示灯的闪烁情况）；

(6) 差动保护切换开关：

正常运行时把手置于“投入”位置，差动保护投入运行；把手置于“退出”时差动保护功能退出运行。

(7) 失灵保护切换开关：

正常运行时把手置于“投入”位置，失灵保护投入运行；把手置于“退出”时失灵保护功能退出运行。

(8) 空气开关：保护柜背面上部安装有交直流快速空气开关，用于对保护装置直流控制电源及母线线电压，零序电压输入回路的控制和保护。

6.6.4 信号说明及运行监视

指示每个CPU元件的运行情况，装置上“运行监视”为绿色光字CPU及保护程序常工作时，“运行监视”信号闪烁。当调试/运行切换开关处于调试状态时，运行监视灯常亮或常灭。

1) 动作信号（以双母线为例）：采用红色红字

动作信号有： I 母差动、II 母差动， I 母失灵、II 母失灵，母联失灵、充电动作；

I 母电压（动作）II 母电压（动作）

2) 预告信号（以双母线为例）：采用黄色光字

信号名称	说明
I（II）母差动	表示 I（II）母母差动动作，有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号自保持。
I（II）母失灵	表示母联充电保护动作，有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号自保持。
母联失灵	表示 I（II）母母差动动作，有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号自保持。
充电动作	表示母联充电保护动作，有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号自保持。
I（II）母电压动作	表示 I（II）母复合电压动作，出口回路的电压闭锁开放，有硬接点信号和软报文信号，信号不保持。当装置中“主变、发变单元失灵启动解除电压闭锁”输入接点闭合后，装置发“电压闭锁”信号，出口回路的电压闭锁开放。
TA断线告警	表示装置有较小的差电流，不闭锁差动保护，有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号不保持。
TA断线闭锁	表示装置有较小的差电流，闭锁差动保护。有硬接点信号和软报文信号，不经电压闭锁，信号不保持。
I（II）母TV断线	表示 I（II）母TV二次回路暮相断线，有硬接点信号和软报文信号，信号不保持。
自检错误	表示保护装置内部CPU、RAM区、定值区、A/D采样、开关量I/O、通讯环节等的自检结果发生异常，有硬接点信号和软报文信号，报文信号明确指示出错情况，信号不保持。若失灵启动接点长期闭合，而电流不满足启动条件，装置发“自检错误”信号。
识别错误	表示双母线各单元隔离开关接点输入状态与装置内部采样的电流计算不符，有硬接点信号和软报文信号，信号不保持。

互联状态	表示保护装置处于双母互联（并联）状态，有硬接点信号和软报文信号，信号不保持。
稳压电源消失	表示+24V、±15V +5V稳压电源消失，仅有硬接点信号。

6.6.5 运行维护

- (1) 确认直流工作电源输入正确、保护柜内稳压电源工作正常完好时，各模件运行显示正确，无异常信号；
- (2) 确认调试/运行小把手处于“运行”位置，运行指示灯闪烁；
- (3) 将手动小开关全部置于“自检”位置，确认保护柜面板上指示的运行方式与系统运行方式一致。
- (4) 确认各切换开关的把手位置 与保护系统要求相符。
- (5) 接入各单元电流后，检查确认各单元电流极性正确，查看差电流显示是否在允许范围以内。
- (6) 打印定值报告，检查“报告”上各整定项目必须与“定值通知单”相符。
- (7) 根据母联充电情况，将“充电启动”开关分别置于“长充电”或“短充电”位置，充电结束后将该开关把手恢复到正常“退出”位置。
- (8) 依次投入各单元的出口跳闸压板，母线保护正式投入系统运行。
- (9) 倒闸操作前将“互联启动”开关置于“投”位置，倒闸操作完毕将“互联启动”开关恢复到正常“退”位置。

6.6.6 异常处理

信号名称	信号类型	可能原因	导致后果	处理方法
TA断线告警	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	TA的变比设置错误	发出告警信号	1) 查看各单元电流幅值、相位关系 2) 确认变比设置正确 3) 确认电流回路接线正确。
		TA的极性接反		
		接入装置的电流回路断线或接触不良内		
		其他持续使差电流大于TA断线定值的情况 母联TA断线		
TA断线闭锁	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	TA的变比设置错误	闭锁差动保护	1) 查看各单元电流幅值、相位关系 2) 确认变比设置正确 3) 确认电流回路接线正确。 4) 如仍无法排除，则建议退出装置，尽快安排检修
		TA的极性接反		
		接入装置的电流回路断线或接触不良内		
		其他持续使差电流大于TA断线定值的情况		
电压动作	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	电压回路空气开关未合	保护出口回路电压开放	确认对应空气开关合上
		电压相序接错		1) 检查母线电压幅值、相位 2) 确认电压回路接线正确 操作电压切换把手 尽快安排检修
		TV检修		
		母线停用		
		保护元件电压回路异常		
失灵解电压闭锁启动	确认有主变失灵解除电压接点输入			
TV断线	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	TV断线或检修	发告警信号	1) 尽快安排检修 2) 检查TV二次回路幅值及相位
识别错误	1、屏正面信号灯	刀闸接点位置不对应，母线大差平衡，有任一小差不平衡	小差及出口回路改变	检查装置的运行方式，与一次符合则不应干预，否则使用面板上小组子开关强制恢

	2. 接点输出 3. 报文	母联常开与常闭接点开入异常 母联有电流而无刀闸 刀闸接点异常变位(多路同时变位)		复装置正确的运行方式, 另检查刀闸辅助触点
互联	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	刀闸位置错误即母线大差平衡, 两小差均不平衡, 强制互联 手动互联把手投入 一次系统处于互联状态	小差退出装置自动进入单母线方式	检查装置的运行方式与一次符合则, 否则使用面板上小组子开关强制恢复装置正确的运行方式, 另检查刀闸辅助触点 刀闸结束后尽快恢复 正常无需干预
自检错误	1、屏正面信号灯 2. 接点输出 3. 报文	失灵启动接点长期闭合 充电 KK 接点长期启动 失灵解闭锁接点长期闭合 A/D 采样出错 隔离开关 I/O 通道异常 失灵启动 I/O 通道异常 定值区定值出错 RAM 区异常 管理机和各单元通信中断	闭锁差动及电压出口 不闭锁母差	1) 打印自检报告, 确认错误问题和原因 2) 若 IO 通道长期闭合, 检查启动接点是否粘死。 3) 若为通讯中断, 无需退出母差 4) 其他错误, 通知制造厂家更换有关摸件
稳压电源消失	接点信号	稳压电源消失	闭锁装置	退出保护装置, 尽快安排检修, 并检查装置直流电源工作情况
运行指示	屏面板点灯	闭锁元件运行正常 闭锁元件运行正常	灯常亮或常灭时闭锁装置	确认“运行/调试”把手应在“运行”位置 灯常亮或常灭时退出保护装置, 尽快安排检修 通知制造厂家处理

6.7 WMH-800 微机母线保护装置

6.7.1 本保护装置配置于 220kV 母线, 是由许继电气股份有限公司生产的微机母线差动保护。

6.7.2 WMH-800 微机母线保护装置的保护功能

- 1) 具有比率制动特性的分相瞬时值电流差动保护
- 2) 复合电压闭锁
- 3) 母联 (分段) 充电保护
- 4) 母联过流保护 (可选)
- 5) 母联非全相保护 (可选)
- 6) 断路器失灵保护 (可选)
- 7) 母联失灵及死区保护
- 8) TA 断线闭锁及告警
- 9) TV 断线告警

6.7.3 WMH-800 微机母线保护装置面板信号灯说明

正常运行时的液晶显示内容, 每隔 4 秒左右换屏一次循环显示。CPU1, CPU2, CPU3, CPU4 分别代表差动 A 箱、差动 B 箱、差动 C 箱和电压闭锁箱 CPU。

6.7.4 WMH-800 微机母线保护装置运行注意事项

- 1) 投运前的设置、检查
 - ① 退出保护出口压板。
 - ② 断开各保护投入压板, 投入各直流电源, 这时装置面板上运行灯亮。

③ 检查交流回路投入良好，三相电压及各相电流相序及相位正确。

④ 校对液晶显示屏的时钟。

⑤ 保护定值按调度定值整定通知单整定，所有保护的定值整定完后，打印一份各保护的定值清单，核实无误后存档。

⑥ 检查打印出来的各 CPU 信息，看其识别的保护压板投退情况是否正确。

2) 运行注意事项

① 正常运行时，装置面板上除运行灯闪亮以及母线运行方式模拟显示灯应和实际投入的元件对应外，其余灯均不亮，若运行灯不闪亮，说明相应 CPU 板发生故障。

② 修改定值时应先断开跳闸出口压板，修改完毕核查无误后，再重新投入跳闸压板，正常运行时，不得随意修改定值。

③ 装置有故障或需将保护全停时，应先断开跳闸出口压板，再断开直流电源开关。

④ 保护投入压板断开，表示该保护退出运行。

6.8 RCS—931 超高压线路电流差动保护装置

6.8.1 保护配置：配置于 220kV 251 仿一线、253 仿三线、255 仿五线。

6.8.2 保护功能

- 主保护：分相电流差动、零序差动保护
- 后备保护：三段式相间和接地距离、四段零序方向过流
- 重合闸装置

本装置可存储 128 动作报告，24 次故障录波报告，128 次装置自检报告，保护装置动作中，硬件自检出错或系统运行异常将立即显示自检报告。

6.8.3 保护面板指示灯说明

- “运行”灯为绿色，装置正常运行时点亮；
- “TV 断线”灯为黄色，当发生电压回路断线时点亮；
- “充电”灯为黄色，当重合闸充电完成时点亮；
- “通道异常”灯为黄色，当通道故障时点亮；
- “跳 A”“跳 B”“跳 C”“重合闸”灯为红色当保护动作出口点亮，在信号复归后熄灭。

6.8.4 保护装置的正常运行

(1) 电压切换箱灯 I 或 II 亮（-1 刀闸合时 I 亮，-2 刀闸合时 II 亮）。

(2) 保护面板“运行”灯亮，“充电”灯亮（重合闸投入时）其它灯均不亮。液晶屏显示内容正确，无异常告警信息。

(3) 打印机开关置于“ON”位置，打印机联机正常，且装有打印纸。

6.8.5 装置异常信息含义及处理

序号	自检出错信息	含义	处理建议
1	存储器出错	RAM 芯片损坏, 闭锁保护	通知厂家处理
2	程序出错	FLASH 内容被损坏, 闭锁保护	通知厂家处理
3	定值出错	定值区内容被损坏, 闭锁保护	通知厂家处理
4	采样数据异常	模拟输入通道出错, 闭锁保护	通知厂家处理
5	跳合出口异常	出口三极管损坏, 闭锁保护	通知厂家处理
6	直流电源异常	直流电源不正常, 闭锁保护	通知厂家处理
7	DSP 定值出错	DSP 定值自检出错, 闭锁保护	通知厂家处理
8	该区定值无效	装置参数中二次额定电流更改后, 保护定值为重新指定	将保护定值重新整定
9	光耦电源异常	24V 或 220V 光耦正电源失去, 闭锁保护	检查开入板的隔离电源十分接好
10	零序长期启动	零序启动超过 10 秒, 发告警信号, 不闭锁保护	检查电流二次回路接线
11	突变量长启动	突变量启动超过 10 秒, 发告警信号, 不闭锁保护	检查电流二次回路接线
12	TV 断线	电压回路断线, 发告警信号, 闭锁部分保护	检查电压二次回路接线
13	线路 TV 断线	线路电压回路断线, 发告警信号	检查线路电压二次回路接线
14	同期 TV 断线	同期电压回路断线, 发告警信号	检查线路电压二次回路接线
15	TA 断线	电流回路断线, 发告警信号, 不闭锁保护	检查电流二次回路接线
16	TWJ 异常	TWJ=1 该相有电流, 或三相长期不一致, 发告警信号, 不闭锁保护	检查开关辅助接点
17	控制回路断线	TWJ 和 HWJ 都为 0, 合闸放电	检查开关辅助接点
18	角差整定异常	母线电压 UA 与线路电压 UX 的实际接线与固定角度差定值不符	检查线路电压二次回路接线

6.9 CSC-103B 数字式超高压线路保护装置

6.9.1 保护配置: 配置于 220kV 251 仿一线、255 仿五线。

6.9.2 保护功能

- 纵联距离保护
- 三段式距离保护(接地距离和相间距离)
- 四段式零序保护
- 综合重合闸

6.9.3 保护面板信号灯和按键操说明

- 【运行】灯: 正常为绿色, 当有保护启动时闪烁。
- 【跳A】【跳B】【跳C】灯: 为保护跳闸出口灯, 正常灭, 跳闸动作后为红色。
- 【重合】灯: 重合闸装置出口灯, 动作后为红色, 正常灭;
- 【充电】灯: 装置重合闸充满电后为绿色灯亮, 当重合闸停用、被闭锁或合闸放电后灭;
- 【通道告警】灯: 正常时灭, 当通道告警时亮, 为红色;

- **【告警】灯**：正常时灭，动作后为红色，有告警 I 时（严重告警）装置面板告警灯闪亮，退出所有的保护功能，装置闭锁所有保护出口电源；有告警 II 时（设备异常告警），装置面板告警灯常亮，仅退出相关保护功能（如TV断线），不闭锁保护电源出口电源；
- **【SET】确认键**：用于设置和确认；
- **【QUIT】按钮**：循环显示时，可固定循环显示当前屏幕的内容（显示屏右上角一个钥匙的标示，定位当前屏），再按即可取消定位当前屏功能，回到上一级菜单；可进行其他按键操作；
- **【上、下、左、右】选择键**：用于液晶显示器上选择菜单功能命令，选定后用**【左、右】**键移动光标，**【上、下】**键改动内容；
- **【信号复归】按钮**：用来复归信号灯和使屏幕显示恢复正常状态；
- **【报告】键**：提示是否打印最近一次动作报告？是或否；选“是”提示，录波打印模式？图形、数据：可选图形模式或数据模式打印；
- **【定值】键**：按一下后提示是否打印当前定值区定值；
- **【采样】键**：按一下是否打印采样值？
- **【+ 一】键**：定值区切换：可提示显示要切换到的定值区号；
- **SI0插座**：于连接外接PC机用的九针插座，为调试工作的软件“CSPC”的专用接口；

6.9.4 保护运行中的注意事项

- (1) 投入运行后。任何人不得在对装置的带电部位触摸或拔插设备及插件，不允许随便按动面板上的按键，不允许操作如下命令：开出传动、修改定值、固化定值、装置设定、改变装置在通讯网中地址等；
- (2) 运行中要停用装置中的所有保护，要先断跳闸压板再停直流电源。运行中要停装置的一种保护，只停该保护的压板即可；
- (3) 运行中系统发生故障时，若保护动作跳闸，则面板上相应的保护装置跳闸信号灯亮，MMI显示保护最新报告，若重合闸动作合闸，则“重合”信号灯亮，应自动打印保护动作报告、录波报告，并详细记录各信号。
- (4) 运行中直流电源消失，应首先退出跳闸压板。
- (5) 运行中若发现出现“告警 I”应停用该保护装置，记录告警信息并通过继电保护负责人，此时禁止按“复归按钮”。若出现“告警 II”，应记录告警信息并通知继电保护负责人进行分析处理。

6.9.5 装置保护动作报告

第一行：装置号，即装置网络的地址；

第二行：保护型号、版本号及保护类型；

第三行：间隔名称、装置地址、打印时间；

第四行：故障绝对时间：年 月 日 时 分，秒、毫秒；

第五行：保护报文列序，按动作时间顺序排列，格式为毫秒（相对时间）；动作报文（如14毫秒零序 I 段出口、17毫秒 I 段阻抗出口及23毫秒纵联保护出口灯）故障的相别、跳闸相别、测距、重合闸启动及出口。

6.9.6 故障录波的调取

模拟故障试验或故障，保护出口后，应能自动打印保护动作报告和录波报告，故障录波报告可以打印输

出，也可以Comtrabc兼容格式输出至串口或以太网接口上传。

6.10 WXH—802 数字式超高压线路保护装置

6.10.1 保护装置的功能

- 具有纵联综合距离保护，具有近端故障快速跳闸的独立跳闸方式。
- 与SF600型收发信机ZSJ-900光纤数字接口音频接口装置，载波机或其它接口装置配合组成纵联保护。
- 具有三段式相间距离及接地距离保护。
- 具有六段式零序电流保护或反时限零序电流保护。
- 具有选相及分相传输信号功能。
- 具有重合闸功能。

6.10.2 保护装置的正常运行信号

“运行”灯应发平光，其它灯均不亮；

保护启动后“运行”灯应闪烁，当保护启动返回后，“运行”灯应发平光。

6.10.3 运行注意事项

1) 正常运行时，装置面板上除运行灯亮外，其余灯均不亮。

2) 修改定值时应先断开跳闸出口压板，修改完毕，核查无误后，再重新投入跳闸压板，正常运行时，不得随意修改定值。

3) 装置有故障或需将保护全停时，应先断开跳闸出口压板，再断开直流电源开关。装置“告警I”信号时相应保护闭锁出口回路，将此故障信号作为紧急缺陷通知调度或有关继保人员以便及时处理。

4) 高频保护的投入，退出，两侧保护同时进行。高频保护通道异常或故障时应将两侧高频保护退出。

6.10.4 装置的异常运行及处理

信号灯	显示	故障现象	故障原因	异常处理
运行	不亮	通讯中断，无报告打印，但不影响保护运行和出口跳闸	<ul style="list-style-type: none"> • 接口程序紊乱或丢失 • 接口板芯片坏 • 运行灯坏 	<ul style="list-style-type: none"> • 关闭装置直流电源 • 按面板口复位按钮 • 重新写程序 • 更换接口板
巡检	发红光	接口板与保护板不通讯	• 接口板与保护板通讯中断	<ul style="list-style-type: none"> • 更换接口板 • 更换保护板
告警I	发红光	发本地及中央告警信号，切断保护出口回路+24电源	<ul style="list-style-type: none"> • 电流求和自检错 • 定值错 • CT断线 	<ul style="list-style-type: none"> • 核查定值 • 打印采样值，检查交流回路是否正常 • 更换保护板
告警II	发红光	发本地及中央信号告警	<ul style="list-style-type: none"> • PT断线或交流回路失压 • 开关量错 	PT断线时，距离保护自动退出工作，装置继续监视PT电压，一旦恢复正常，距离保护（纵联距离）将自动重新投入

6.11 PSL603 微机线路保护装置

6.11.1 保护配置：配置于 252 仿二线。

6.11.2 保护功能

主保护：高频闭锁距离、高频闭锁零序

后备保护：

- 三段式相间和三段式接地距离保护
- 四段零序方向保护和灵敏 I II 段零序保护
- 重合闸

6.12 SF-600 收发讯机

(1) SF-600 收发讯机正常运行时，+48V+5V+15V-15V+24V 电源指示灯亮，其它灯灭。

(2) SF600 收发信机面板显示状态如下：

面板号	显示元件	停信状态	发信状态	收信状态
5	+5V 灯	亮	亮	亮
5	+15V 灯	亮	亮	亮
5	-15V 灯	亮	亮	亮
5	+24V 灯	亮	亮	亮
1	+48V 灯	亮	亮	亮
4	表头	13.5±1V	0V	0V
7	过载指示灯	灭	灭	灭
7	发信指示灯	灭	亮	灭
8	载供指示灯	灭	灭	灭
10	收信指示灯	灭	亮	亮
10	裕度告警灯	灭	灭	灭
11	18dBm 灯	灭	亮	亮
11	15dBm 灯	灭	亮	亮
11	12dBm 灯	灭	亮	亮
11	9dBm 灯	灭	亮	亮
10	通道异常灯	灭	灭	灭
9	自检次数	0-9	0-9	0-9

6.13 CSI-101C 数字式断路器保护控制装置

6.13.1 保护配置：配置于 253 仿三线。

6.13.2 保护功能

- 两段过流保护
- 两段零流保护
- 三相不一致保护
- 失灵启动
- 同期手合

6.13.3 正常运行时，装置面板上〈运行监视〉灯亮，其它灯灭。

6.14 CSL101B 数字式线路保护装置

6.14.1 保护配置：配置于 253 仿三线。

6.14.2 保护功能

主保护：高频闭锁距离、高频闭锁零序

后备保护：

- 三段式相间和三段式接地距离保护
- 四段零序方向保护和灵敏 I II 段零序保护
- 重合闸

6.15 WXH-803A 微机线路保护装置

6.15.1 保护配置：配置于 254 仿四线。

6.15.2 保护功能

- 主保护：光纤电流差动保护
- 后备保护：三段式相间距离及接地距离保护、四段式零序保护、TV 断线后保护
- 重合闸装置

6.15.3 信号灯说明

【cpu1 运行】、【cpu2 运行】灯：指示每个 CPU 元件的运行情况；

【告警】灯：该保护模块异常时亮；

【TV 断线】灯：当发生电压回路断线时点亮；

【重合】灯：重合闸装置出口灯，动作时点亮，正常灭；

【跳 A】、【跳 B】、【跳 C】灯：当保护动作时点亮，在信号复归后熄灭；

【重合允许】：装置重合闸充满电后为绿色灯亮，当重合闸停用、被闭锁或合闸放电后灭；

【通道异常】：当通道故障时点亮。

6.16 PSL-603GM 数字式线路保护装置

6.16.1 保护配置：配置于 254 仿四线。

6.16.2 保护功能

- 主保护：分相电流差动、零序差动保护
- 后备保护：三段式相间和接地距离、四段零序方向过流
- 重合闸装置

6.17 110kV 线路保护装置

6.17.1 保护配置

151 联络线、154 仿八线采用许继 WXH-811 保护装置，152 仿六线采用许继 WXH-803 保护装置，153 仿七线采用南瑞 RCS941 保护装置，155 仿九线采用南瑞 RCS943 保护装置。

6.17.2 保护功能

- 三段式相间距离及接地距离保护

- 四段式零序保护
- 重合闸

6.17.3 保护装置正常运行状态

1) cpu 运行灯闪亮，“I 母电压或 II 母电压”指示灯亮，“合位”灯亮，重合闸投入时“重合允许”灯亮，其余灯均不亮

2) 液晶显示器工作正常，无告警信息；

3) 打印机电源指示灯亮并装有足够的打印纸。

6.17.4 装置异常运行及处理

出现下述情况时，应详细记录指示灯显示情况和有关事件打印报告，并及时汇报值班调度员有关专业人员处理。

信号灯	显示	故障现象	故障原因	异常处理
运行	发平光	通讯中断，无报告打印	保护 CPU 坏	1. 断开装置直流电源 2. 更换保护 CPU 板
告警	发红光	发本地及中央告警信号	电流求和自检错 定值错 TA 断线 开关量错	1. 检查定值 2. 打印采样值，检查交流回路是否正常。
TV 断线	发红光	发本地及中央告警信号	TV 断线或 交流回路失压	TV 断线时，距离保护自动退出工作，装置继续监视 TV 电压，一旦恢复正常，距离保护自动重新投入。

6.18 WXH-820 微机线路保护装置

6.18.1 保护配置：配置于35kV线路，许继生产。

6.18.2 保护动作及告警信息

显示内容	动作	意义
电流I段跳闸	跳闸跳闸信号	电流I段保护跳闸出口
电流II段跳闸	跳闸跳闸信号	电流II段保护跳闸出口
电流III段跳闸	跳闸跳闸信号	电流III段保护跳闸出口
电流加速跳闸	跳闸跳闸信号	过流加速保护跳闸出口
重合闸动作	合闸重合闸信号	重合闸保护合闸出口
低频减载跳闸	跳闸跳闸信号	低频减载保护跳闸出口
零序电流跳闸	跳闸跳闸信号	零序过流保护跳闸出口
零序电流告警	告警信号	零序过流保护告警出口
过负荷保护跳闸	跳闸跳闸信号	过负荷保护跳闸出口
低电压保护跳闸	跳闸跳闸信号	低电压保护跳闸出口
控制回路异常	告警信号	控制回路异常告警信号
母线TV断线	告警信号	母线TV断线
线路电压异常	告警信号	线路TV断线
定值出路	告警信号	各种保护退出
定值区号出路	告警信号	各种保护退出
EEPROM故障	告警信号	EEPROM出错，退出运行
A/D出错	告警信号	装置的数据采集回路故障，保护功能全部退出
开出回路异常	告警信号	装置的继电器驱动回路故障，保护功能全部退出

6.19 WDR-820 微机电容器保护测控装置

6.19.1 保护配置：配置于35kV电容器，许继生产。

6.19.2 装置异常处理

- 1) 控制回路异常：检查开关辅助触点，+KM，-KM保险。
- 2) PT断线：检查PT二次保险。
- 3) A/D故障：更换CPU或采样插件。
- 4) 定值出错：重新定值整定。
- 5) 开出回路故障：更换CPU或出口插件。
- 6) EEPROM故障：更换CPU插件。

6.20 故障录波器

6.20.1 采用成都府河电气集团LR2000型故障记录装置。

6.20.2 装置故障处理及使用维护

- ①录波装置在平常运行时应该关闭屏体的前后门。
- ②打印机在日常运行时应该是关掉电源。
- ③当装置启动录波后，应及时把打印机打印的故障报告取走，并备份故障数据。
- ④经常对装置进行巡检，检查装置是否正常运行。
- ⑤保持录波装置内部整洁，定期对屏体进行清洁。

6.20.3 装置故障处理

(1) 故障处理

设备正常运行时，各状态指示灯应正常，故障告警灯不亮，当设备出现异常时，发出故障告警，首先按下恢复按钮，若故障消除则清楚告警继电器信号。

(2) 电源故障，屏体所有工作电源的信号，装置在日常运行时，如果信号灯不亮，则整机失电，检查屏体的空气开关是否闭合。

(3) 前置机采集单元故障

①电源掉电：电源板信号灯不亮，电源没有按进前置采集单位，检查屏后的电源接线是否正确，前置机电源是否打开，如接线正确，则检查电源板的电源模块是否完好

②A/D采样故障：当采样不正确时，后台机会出现告警提示，表明采样异常，可更换CPU插件消除。

③通讯异常：如果前置机面板的告警灯亮，后台机报警，则表示前后台的通讯异常，若后台机有提示CPU通讯异常，则表示MOT板与CPU板通讯异常，此时应关掉电源，检查屏体后的通讯接线是否正确或松动，CPU板的投退是否正确，然后通电再运行。

④GPS对时异常：当后台机提示GPS对时异常时，应先看录波屏是否配有GPS装置，则应重新设置GPS参数，若接入不正确，则调整接法，若GPS不同步，则应检查GPS装置是否异常，若异常则设置退出GPS对时。

(4) 打印机故障：检查打印机与PC机电缆连接是否完好。

6.21 35kV 微型小电流接地选线装置

(1) 运行状态下 运行指示灯（绿灯）亮，液晶显示系统实时显示系统时钟和母线零序电压的有效值

(2) 可记忆瞬时接地，区分母线和出线接地

(3) 记忆显示及打印的接地信息包括接地发生的时间，接地母线或接地线路。

(4) 接地时给出告警信号，能及时通知运行人员。

6.22 低频低压控制装置

6.22.1 低频低压控制装置的整定原则

低压减负荷基本轮次为两个轮次，第一轮与第二轮负荷切减比例为6: 4，特殊轮一轮，作为电压崩溃的最后防线，一旦低至动作值时，迅速切除全部整定负荷。

6.22.2 低频低压控制装置的有关规定

根据 *** 电网关于低压减负荷方案的要求和我地区电网负荷实际情况，规定我站低压减负荷的切减容量为62.5MW，低压减负荷装置投运后，要求运行人员要认真监测电压情况和装置运行情况，防止发生系统电压正常装置误动或装置运行不正常影响系统电压监测的情况。

低压装置：本站未投

6.23 集控站计算机监控系统

6.23.1 集控站计算机监控系统的功能简介

集控站计算机监控系统，可实时交换各子站信息。实现了对各受控站实时监控或远方操作，当任一受控站发生故障后，自动将画面切入发生故障的变电站，并且发出相应的报文，保证了运行人员能够迅速判断处理事故，极大的方便了运行人员的工作。

6.23.2 集控站计算机监控系统的基本操作

(1) 全站主接线显示窗口

在每个站的全站主接线画面上，能：

- 监视所有断路器、隔离开关状态，所有母线电压
- 点击设备文字，可调出该间隔的监控分图
- 可按“音响复归”按钮。当现场信号出现时，音响报警，可能延续好长时间，运行人员可点击该按钮来消除音响。

(2) 各间隔的监控分图显示窗口

在某间隔的监控分图画面上，能：

- 监视该间隔所有断路器、隔离开关状态
- 监视该间隔的电流、功率、功率因数和相关母线电压
- 监视该间隔的二次异常和保护信息（光字牌）
- 遥控开关刀闸的分合操作
- 遥控保护软压板的投退操作
- “清闪”按钮。当该间隔的断路器由保护或自动装置启动，自动从合到分或从分到合后，画面上相应的断路器图标连续闪烁，可按该按钮来清除断路器闪烁。

(3) 事件报警窗口

在该窗口中，实时显示遥信变位信息（断路器、隔离开关、保护动作、设备异常报警等）、运行人员执行

的遥控和遥调命令。

(4) 集控站对无人值班变电站的有关规定

- 集控中心无人值班变电站之间遥信、遥控、遥测系统完好可靠，显示无误通信畅通。
- 集控系统操作无人值班变电站，需要确认所操作设备监控画面。

7 典型操作票

7.1 断路器停送电操作票

7.1.1 251 断路器由运行转检修

- 1 确认220kV仿真变251断路器监控画面已调出
- 2 拉开251断路器
- 4 检查251断路器确在断开位置
- 5 合上2516隔离开关操作电源空气开关
- 6 拉开2516隔离开关
- 7 检查2516隔离开关确在断开位置
- 8 断开2516隔离开关操作电源空气开关
- 7 合上2511隔离开关操作电源空气开关
- 8 拉开2511隔离开关
- 9 检查2511隔离开关确在断开位置
- 10 断开2511隔离开关操作电源空气开关
- 11 断开251断路器控制电源空气开关
- 12 断开251断路器机构储能电源空气开关
- 13 在2516隔离开关断路器侧验明无电
- 14 合上25167接地刀闸
- 15 检查25167接地刀闸确在合好位置
- 16 在2511隔离开关断路器侧验明无电
- 17 合上25117接地刀闸
- 18 检查25117接地刀闸确在合好位置

7.1.2 251 断路器由检修转运行

- 1 拉开25167接地刀闸
- 2 检查25167接地刀闸确在断开位置
- 3 拉开25117接地刀闸
- 4 检查25117接地刀闸确在断开位置
- 5 检查251系列确无地线具备送电条件
- 6 检查251断路器确在断开位置
- 7 合上251断路器控制电源空开
- 8 合上251断路器机构储能电源空开
- 9 合上2511隔离开关操作电源空气开关

- 10 合上2511隔离开关
- 11 检查2511隔离开关确在合好位置
- 12 断开2511隔离开关操作电源空气开关
- 13 合上2516隔离开关操作电源空气开关
- 14 合上2516隔离开关
- 15 检查2516隔离开关确在合好位置
- 16 断开2516隔离开关操作电源空气开关
- 17 将251断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 18 确认220kV仿真变251断路器监控画面已调出
- 19 合上251断路器
- 20 检查251断路器确在合好位置

7.2 线路停送电操作

7.2.1 351 馈一线由运行转检修

- 1 检查 351 开关柜带电显示器三相灯亮
- 2 确认 220kV 仿真变 351 断路器监控画面已调出
- 3 拉开 351 断路器
- 4 将 351 断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 5 检查 351 断路器确在断开位置
- 6 将 351 小车开关摇至试验位置
- 7 取下 351 小车开关二次插件
- 8 将 351 小车开关拉至检修位置
- 9 检查 351 开关柜带电显示器三相灯灭
- 10 合上 351617 接地刀闸
- 11 检查 351617 接地刀闸确在合好位置
- 12 在 351 开关柜线路侧悬挂“禁止合闸 线路有人工作”标示牌

7.2.2 351 馈一线由检修转运行

- 1 拆除 351 开关柜线路侧“禁止合闸 线路有人工作”标示牌
- 2 拉开 351617 接地刀闸
- 3 检查 351617 接地刀闸确在断开位置
- 4 检查 351 系列确无地线具备送电条件
- 5 检查 351 断路器确在断开位置
- 6 将 351 小车开关推至试验位置
- 7 给上 351 小车开关二次插件

- 8 将 351 小车开关摇至工作位置
- 9 将 354 断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 10 确认 220kV 德胜变 354 断路器监控画面已调出
- 11 合上 354 断路器
- 12 检查 354 断路器确在合好位置

7.2.3 155 仿九线由运行转检修

- 1 确认 220kV 仿真变 155 断路器监控画面已调出
- 2 拉开 155 断路器
- 3 将 155 断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 4 检查 155 断路器确在断开位置
- 5 合上 1556 隔离开关操作电源空气开关
- 6 拉开 1556 隔离开关
- 7 检查 1556 隔离开关确在断开位置
- 8 断开 1556 隔离开关操作电源空气开关
- 9 合上 1551 隔离开关操作电源空气开关
- 10 拉开 1551 隔离开关
- 11 检查 1551 隔离开关确在断开位置
- 12 断开 1551 隔离开关操作电源空气开关
- 13 在 1556 隔离开关线路侧验明无电
- 14 合上 155617 接地刀闸
- 15 检查 155617 接地刀闸确在合好位置
- 16 在 1556 隔离开关操作把手上悬挂“禁止合闸，线路有人工作”标示牌

7.2.4 155 仿九线由检修转运行

- 1 拆除 1556 隔离开关操作把手上“禁止合闸，线路有人工作”标示牌
- 2 拉开 155617 接地刀闸
- 3 检查 155617 接地刀闸确在断开位置
- 4 检查 155 系列确无地线具备送电条件
- 5 检查 155 断路器确在断开位置
- 6 合上 1551 隔离开关操作电源空气开关
- 7 合上 1551 隔离开关
- 8 检查 1551 隔离开关确在合好位置
- 9 断开 1551 隔离开关操作电源空气开关
- 10 合上 1556 隔离开关操作电源空气开关
- 11 合上 1556 隔离开关

- 12 检查 1556 隔离开关确在合好位置
- 13 断开 1556 隔离开关操作电源空气开关
- 14 将 155 断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 15 确认 220kV 仿真变 155 断路器监控画面已调出
- 16 合上 155 断路器
- 17 检查 155 断路器确在合好位置

7.3 母线停送电操作票

7.3.1 220kV I 母由运行转检修

- 1 断开212断路器控制电源空气开关
- 2 投入220kV 母差保护I屏倒闸操作过程中压板
- 3 将220kV 母差保护II屏互联转换开关由“停用”改投“投入”位置
- 4 合上 2512 隔离开关操作电源空气开关
- 5 合上 2512 隔离开关
- 6 检查 2512 隔离开关确在合好位置
- 7 断开 2512 隔离开关操作电源空气开关
- 8 合上 2511 隔离开关操作电源空气开关
- 9 拉开 2511 隔离开关
- 10 检查 2511 隔离开关确在断开位置
- 11 断开 2511 隔离开关操作电源空气开关
- 12 合上 2532 隔离开关操作电源空气开关
- 13 合上 2532 隔离开关
- 14 检查 2532 隔离开关确在合好位置
- 15 断开 2532 隔离开关操作电源空气开关
- 16 合上 2531 隔离开关操作电源空气开关
- 17 拉开 2531 隔离开关
- 18 检查 2531 隔离开关确在断开位置
- 19 断开 2531 隔离开关操作电源空气开关
- 20 合上 2552 隔离开关操作电源空气开关
- 21 合上 2552 隔离开关
- 22 检查 2552 隔离开关确在合好位置
- 23 断开 2552 隔离开关操作电源空气开关
- 24 合上 2551 隔离开关操作电源空气开关
- 25 拉开 2551 隔离开关
- 26 检查 2551 隔离开关确在断开位置

- 27 断开 2551 隔离开关操作电源空气开关
- 28 合上 2012 隔离开关操作电源空气开关
- 29 合上 2012 隔离开关
- 30 检查 2012 隔离开关确在合好位置
- 31 断开 2012 隔离开关操作电源空气开关
- 32 合上 2011 隔离开关操作电源空气开关
- 33 拉开 2011 隔离开关
- 34 检查 2011 隔离开关确在断开位置
- 35 断开 2011 隔离开关操作电源空气开关
- 36 断开219电压互感器保护二次空气开关
- 37 断开219电压互感器计量二次空气开关
- 38 断开219电压互感器测量二次空气开关
- 39 合上219隔离开关操作电源空气开关
- 40 拉开219隔离开关
- 41 检查219隔离开关确在断开位置
- 42 断开 219 隔离开关操作电源空气开关
- 43 检查220kVI母负荷均已倒入II母运行（212母联断路器电流为零）
- 44 合上212断路器控制电源空气开关
- 45 确认 220kV 仿真变 212 断路器监控画面已调出
- 46 拉开 212 断路器
- 47 将 212 断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 48 检查212断路器三相确在断开位置
- 49 合上2121隔离开关操作电源空气开关
- 50 拉开 2121 隔离开关
- 51 检查 2121 隔离开关确在断开位置
- 52 断开 2121 隔离开关操作电源空气开关
- 53 合上2122隔离开关操作电源空气开关
- 54 拉开 2122 隔离开关
- 55 检查 2122 隔离开关确在断开位置
- 56 断开 2122 隔离开关操作电源空气开关
- 57 退出220kV 母差保护I屏倒闸操作过程中压板
- 58 将220kV 母差保护II屏互联转换开关由“投入”改投“停用”位置
- 59 在 219 隔离开关母线侧验明无电
- 60 合上 2117 接地刀闸
- 61 检查 2117 接地刀闸确在合好位置

7.3.2 220kV I 母由检修转运行

- 1 拉开2117接地刀闸
- 2 检查2117接地刀闸确在断开位置
- 3 检查220kV I 母系列确无地线具备送电条件
- 4 合上219隔离开关操作电源空气开关
- 5 合上219隔离开关
- 6 检查219隔离开关确在合好位置
- 7 断开 219 隔离开关操作电源空气开关
- 8 检查212断路器三相确在断开位置
- 9 合上2122隔离开关操作电源空气开关
- 10 合上 2122 隔离开关
- 11 检查 2122 隔离开关确在合好位置
- 12 断开 2122 隔离开关操作电源空气开关
- 13 合上2121隔离开关操作电源空气开关
- 14 合上 2121 隔离开关
- 15 检查 2121 隔离开关确在合好位置
- 16 断开 2121 隔离开关操作电源空气开关
- 17 投入 220kV 母差保护 I 屏 I 母充电保护压板
- 18 将 220kV 母差保护 II 屏充电保护转换开关由“停用”改投“投入”位置
- 19 将 212 断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 20 确认 220kV 仿真变 212 断路器监控画面已调出
- 21 合上 212 断路器
- 22 检查212断路器三相确在合好位置
- 23 合上219PT保护二次空气开关
- 24 合上219PT计量二次空气开关
- 25 合上219PT测量二次空气开关
- 26 检查220kVI母电压指示正常
- 27 退出 220kV 母差保护 I 屏 I 母充电保护压板
- 28 将 220kV 母差保护 II 屏充电保护转换开关由“投入”改投“停用”位置
- 29 断开212断路器控制电源空气开关
- 30 投入220kV 母差保护I屏倒闸操作过程中压板
- 31 将220kV 母差保护 II 屏互联转换开关由“停用”改投“投入”位置
- 32 合上 2511 隔离开关操作电源空气开关
- 33 合上 2511 隔离开关
- 34 检查 2511 隔离开关确在合好位置

- 35 断开 2511 隔离开关操作电源空气开关
- 36 合上 2512 隔离开关操作电源空气开关
- 37 拉开 2512 隔离开关
- 38 检查 2512 隔离开关确在断开位置
- 39 断开 2512 隔离开关操作电源空气开关
- 40 合上 2531 隔离开关操作电源空气开关
- 41 合上 2531 隔离开关
- 42 检查 2531 隔离开关确在合好位置
- 43 断开 2531 隔离开关操作电源空气开关
- 44 合上 2532 隔离开关操作电源空气开关
- 45 拉开 2532 隔离开关
- 46 检查 2532 隔离开关确在断开位置
- 47 断开 2532 隔离开关操作电源空气开关
- 48 合上 2551 隔离开关操作电源空气开关
- 49 合上 2551 隔离开关
- 50 检查 2551 隔离开关确在合好位置
- 51 断开 2551 隔离开关操作电源空气开关
- 52 合上 2552 隔离开关操作电源空气开关
- 53 拉开 2552 隔离开关
- 54 检查 2552 隔离开关确在断开位置
- 55 断开 2552 隔离开关操作电源空气开关
- 56 合上 2011 隔离开关操作电源空气开关
- 57 合上 2011 隔离开关
- 58 检查 2011 隔离开关确在合好位置
- 59 断开 2011 隔离开关操作电源空气开关
- 60 合上 2012 隔离开关操作电源空气开关
- 61 拉开 2012 隔离开关
- 62 检查 2012 隔离开关确在断开位置
- 63 断开 2012 隔离开关操作电源空气开关
- 64 检查220kV I、II 母倒母线方式正常
- 65 合上212断路器控制电源空气开关
- 66 退出220kV 母差保护I屏倒闸操作过程中压板
- 67 将220kV 母差保护II屏互联转换开关由“投入”改投“停用”位置

7.3.3 35kV I 母由检修转运行

- 1 检查35kV开关柜带电显示器三相灯亮

- 2 确认220kV仿真变355断路器监控画面已调出
- 3 拉开355断路器
- 4 将355断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 5 检查355断路器确在断开位置
- 6 将355小车开关摇至试验位置
- 7 取下355小车开关二次插件
- 8 将355小车开关拉至检修位置
- 9 拉开35561隔离开关
- 10 检查35561隔离开关确在拉开位置
- 11 检查351开关柜带电显示器三相灯亮
- 12 确认220kV仿真变351断路器监控画面已调出
- 13 拉开351断路器
- 14 将351断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 15 检查351断路器确在断开位置
- 16 将351小车开关摇至试验位置
- 17 取下351小车开关二次插件
- 18 将351小车开关拉至检修位置
- 19 检查352开关柜带电显示器三相灯亮
- 20 确认220kV仿真变352断路器监控画面已调出
- 21 拉开352断路器
- 22 将352断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 23 检查352断路器确在断开位置
- 24 将352小车开关摇至试验位置
- 25 取下352小车开关二次插件
- 26 将352小车开关拉至检修位置
- 27 断开站用电柜300所变低压进线开关
- 28 合上站用电柜10kV低压进线开关
- 29 将站用电柜300所变低压进线开关摇至检修位置
- 30 检查300开关柜带电显示器三相灯亮
- 31 确认220kV仿真变300断路器监控画面已调出
- 32 拉开300断路器
- 33 将300断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 34 检查300断路器确在断开位置
- 35 将300小车开关摇至试验位置
- 36 取下300小车开关二次插件
- 37 将300小车开关拉至检修位置

- 38 断开319电压互感器测量二次空气开关
- 39 断开319电压互感器计量二次空气开关
- 40 断开319电压互感器保护二次空气开关
- 41 将319小车电压互感器摇至试验位置
- 42 取下319小车电压互感器二次插件
- 43 将319小车电压互感器拉至检修位置
- 44 取下319 小车电压互感器三相一次保险
- 45 检查301甲开关柜带电显示器三相灯亮
- 46 确认220kV仿真变301甲断路器监控画面已调出
- 47 拉开301甲断路器
- 48 将301甲断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 49 检查301甲断路器确在断开位置
- 50 将301甲小车开关摇至试验位置
- 51 取下301甲小车开关二次插件
- 52 将301甲小车开关拉至检修位置
- 53 在 301 甲小车开关柜 35kV I 母侧验明无电
- 62 在 301 甲小车开关柜 35kV I 母侧装设 1 号地线

7.3.4 35kV I 母由检修转运行

- 1 拆除 301 甲小车开关柜 35kV I 母侧 1 号地线
- 2 检查 35kV I 母系列确无地线具备送电条件
- 3 检查 301 甲断路器确在断开位置
- 4 将301甲小车开关推至试验位置
- 5 给上301甲小车开关二次插件
- 6 将301甲小车开关摇至工作位置
- 7 将301甲断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 8 确认220kV仿真变301甲断路器监控画面已调出
- 9 合上300甲断路器
- 10 检查301甲断路器确在合好位置
- 11 给上319 小车电压互感器三相一次保险
- 12 将319小车电压互感器推至试验位置
- 13 给上319小车电压互感器二次插件
- 14 将319小车电压互感器摇至工作位置
- 15 合上319电压互感器测量二次空气开关
- 16 合上319电压互感器计量二次空气开关
- 17 合上319电压互感器保护二次空气开关

- 18 检查300断路器确在断开位置
- 19 将300小车开关推至试验位置
- 20 给上300小车开关二次插件
- 21 将300小车开关摇至工作位置
- 22 将300断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 23 确认220kV仿真变300断路器监控画面已调出
- 24 合上300断路器
- 25 检查300断路器确在合好位置
- 26 将站用电柜35kV所变低压进线开关摇至工作位置
- 27 断开站用电柜10kV所变低压进线开关
- 28 合上站用电柜300所变低压进线开关
- 29 检查352断路器确在断开位置
- 30 将352小车开关推至试验位置
- 31 给上352小车开关二次插件
- 32 将352小车开关摇至工作位置
- 33 将352断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 34 确认220kV仿真变352断路器监控画面已调出
- 35 合上352断路器
- 36 检查352断路器确在合好位置
- 37 检查351断路器确在断开位置
- 38 将351小车开关推至试验位置
- 39 给上351小车开关二次插件
- 40 将351小车开关摇至工作位置
- 41 将351断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 42 确认220kV仿真变351断路器监控画面已调出
- 43 合上351断路器
- 44 检查351断路器确在合好位置
- 45 检查355断路器确在断开位置
- 46 将355小车开关推至试验位置
- 47 给上355小车开关二次插件
- 48 将355小车开关摇至工作位置
- 49 合上35561隔离开关
- 50 检查35561隔离开关确在合好位置

7.4 主变停送电操作票

7.4.1 1号主变由运行转检修

- 1 合上220接地刀闸操作电源空气开关
- 2 合上220接地刀闸
- 3 检查220接地刀闸确在合好位置
- 4 断开220接地刀闸操作电源空气开关
- 5 合上120接地刀闸操作电源空气开关
- 6 合上120接地刀闸
- 7 检查120接地刀闸确在合好位置
- 8 断开120接地刀闸操作电源空气开关
- 9 退出2号主变220kV侧间隙零序保护压板
- 10 退出2号主变110kV侧间隙零序保护压板
- 11 投入2号主变220kV侧零序过流保护压板
- 12 投入2号主变110kV侧零序过流保护压板
- 13 确认220kV仿真变301甲断路器监控画面已调出
- 14 拉开301甲断路器
- 15 将301甲断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 16 检查301甲断路器确在断开位置
- 17 将301甲小车开关摇至试验位置
- 18 取下301甲小车开关二次插件
- 19 将301甲小车开关拉至检修位置
- 20 确认220kV仿真变301乙断路器监控画面已调出
- 21 拉开301乙断路器
- 22 将301乙断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 23 检查301乙断路器确在断开位置
- 24 将301乙小车开关摇至试验位置
- 25 取下301乙小车开关二次插件
- 26 将301乙小车开关拉至检修位置
- 27 合上3016隔离开关操作电源空气开关
- 28 拉开3016隔离开关
- 29 检查3016隔离开关确在断开位置
- 30 断开3016隔离开关操作电源空气开关
- 31 确认220kV仿真变101断路器监控画面已调出
- 32 拉开101断路器
- 33 将101断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置

- 34 检查101断路器确在断开位置
- 35 检查2号主变负荷增加
- 36 合上1011隔离开关操作电源空气开关
- 37 拉开1011隔离开关
- 38 检查1011隔离开关确在断开位置
- 39 断开1011隔离开关操作电源空气开关
- 40 合上1016隔离开关操作电源空气开关
- 41 拉开1016隔离开关
- 42 检查1016隔离开关确在断开位置
- 43 断开1016隔离开关操作电源空气开关
- 44 确认220kV仿真变201断路器监控画面已调出
- 45 拉开201断路器
- 46 将201断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 47 检查201断路器确在断开位置
- 48 合上2016隔离开关操作电源空气开关
- 49 拉开2016隔离开关
- 50 检查2016隔离开关确在断开位置
- 51 断开2016隔离开关操作电源空气开关
- 52 合上2011隔离开关操作电源空气开关
- 53 拉开2011隔离开关
- 54 检查2011隔离开关确在断开位置
- 55 断开2011隔离开关操作电源空气开关
- 56 断开1号主变冷却装置电源开关
- 57 断开1号主变有载调压装置电源开关
- 58 合上210接地刀闸操作电源空气开关
- 59 拉开210接地刀闸
- 60 检查210接地刀闸确在断开位置
- 61 断开210接地刀闸操作电源空气开关
- 62 合上110接地刀闸操作电源空气开关
- 63 拉开110接地刀闸
- 64 检查110接地刀闸确在断开位置
- 65 断开110接地刀闸操作电源空气开关
- 66 在3016隔离开关35kV母线桥侧验明无电
- 67 合上30167接地刀闸
- 68 检查30167接地刀闸确在合好位置
- 69 在1016隔离开关主变侧验明无电

- 70 合上101617接地刀闸
- 71 检查101617接地刀闸确在合好位置
- 72 在2016隔离开关主变侧验明无电
- 73 合上201617接地刀闸
- 74 检查201617接地刀闸确在合好位置

7.4.2 1号主变由检修转运行

- 1 拉开201617接地刀闸
- 2 检查201617接地刀闸确在断开位置
- 3 拉开101617接地刀闸
- 4 检查101617接地刀闸确在断开位置
- 5 拉开30167接地刀闸
- 6 检查30167接地刀闸确在断开位置
- 7 检查1号主变系列确无地线具备送电条件
- 8 合上1号主变风冷装置电源开关
- 9 合上1号主变有载调压装置电源开关
- 10 合上210接地刀闸操作电源空气开关
- 11 合上210接地刀闸
- 12 检查210接地刀闸确在合好位置
- 13 断开210接地刀闸操作电源空气开关
- 14 合上110接地刀闸操作电源空气开关
- 15 合上110接地刀闸
- 16 检查110接地刀闸确在合好位置
- 17 断开110接地刀闸操作电源空气开关
- 18 检查201断路器确在断开位置
- 19 合上2011隔离开关操作电源空气开关
- 20 合上2011隔离开关
- 21 检查2011隔离开关确在合好位置
- 22 断开2011隔离开关操作电源空气开关
- 23 合上2016隔离开关操作电源空气开关
- 24 合上2016隔离开关
- 25 检查2016隔离开关确在合好位置
- 26 断开2016隔离开关操作电源空气开关
- 27 将201断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 28 确认220kV仿真变201断路器监控画面已调出
- 29 合上201断路器

- 30 检查201断路器确在合好位置
- 31 检查101断路器确在断开位置
- 32 合上1016隔离开关操作电源空气开关
- 33 合上1016隔离开关
- 34 检查1016隔离开关确在合好位置
- 35 断开1016隔离开关操作电源空气开关
- 36 合上1011隔离开关操作电源空气开关
- 37 合上1011隔离开关
- 38 检查1011隔离开关确在合好位置
- 39 断开1011隔离开关操作电源空气开关
- 40 将101断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 41 确认220kV仿真变101断路器监控画面已调出
- 42 合上101断路器
- 43 检查101断路器确在合好位置
- 44 检查1号主变确已带负荷
- 45 检查301甲断路器确在断开位置
- 46 检查301乙断路器确在断开位置
- 47 合上3016隔离开关操作电源空气开关
- 48 合上3016隔离开关
- 49 检查3016隔离开关确在合好位置
- 50 断开3016隔离开关操作电源空气开关
- 51 将301甲小车开关推至试验位置
- 52 给上301甲小车开关二次插件
- 53 将301甲小车开关摇至工作位置
- 54 将301甲断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 55 确认220kV仿真变301甲断路器监控画面已调出
- 56 合上301甲断路器
- 57 检查301甲断路器确在合好位置
- 58 将301乙小车开关摇至试验位置
- 59 给上301乙小车开关二次插件
- 60 将301乙小车开关摇至工作位置
- 61 将301乙断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 62 确认220kV仿真变301乙断路器监控画面已调出
- 63 合上301乙断路器
- 64 检查301乙断路器确在合好位置
- 65 合上220接地刀闸操作电源空气开关

- 66 拉开220接地刀闸
- 67 检查220接地刀闸确在断开位置
- 68 断开220接地刀闸操作电源空气开关
- 69 合上120接地刀闸操作电源空气开关
- 70 拉开120接地刀闸
- 71 检查120接地刀闸确在断开位置
- 72 断开120接地刀闸操作电源空气开关
- 73 投入2号主变220kV侧间隙零序保护压板
- 74 投入2号主变110kV侧间隙零序保护压板
- 75 退出2号主变220kV侧零序过流保护压板
- 76 退出2号主变110kV侧零序过流保护压板

7.5 电压互感器停送电操作

7.5.1 219 电压互感器由运行转检修

- 1 将公用测控屏220kV电压切换开关由“停用”改投“投入”位置
- 2 断开219电压互感器测量二次空气开关
- 3 断开219电压互感器计量二次空气开关
- 4 断开219电压互感器保护二次空气开关
- 5 合上219隔离开关操作电源空气开关
- 6 拉开219隔离开关
- 7 检查219隔离开关确在断开位置
- 8 断开219隔离开关操作电源空气开关
- 9 在219隔离开关电压互感器侧验明无电
- 10 合上2197接地刀闸
- 11 检查2197接地刀闸确在合好位置

7.5.2 219 电压互感器由检修转运行

- 1 拉开2197接地刀闸
- 2 检查2197接地刀闸确在断开位置
- 3 检查219系列确无地线具备送电条件
- 4 合上219隔离开关操作电源空气开关
- 5 合上219隔离开关
- 6 检查219隔离开关确在合好位置
- 7 断开219隔离开关操作电源空气开关
- 8 合上219电压互感器测量二次空气开关

- 9 合上219电压互感器计量二次空气开关
- 10 合上219电压互感器保护二次空气开关
- 11 将公用测控屏220kV电压切换开关由“投入”改投“停用”位置

7.5.3 319 电压互感器由运行转检修

- 1 断开319电压互感器测量二次空气开关
- 2 断开319电压互感器计量二次空气开关
- 3 断开319电压互感器保护二次空气开关
- 4 将319小车电压互感器摇至试验位置
- 5 取下319小车电压互感器二次插件
- 6 将319小车电压互感器拉至检修位置
- 7 取下319 小车电压互感器三相一次保险

7.5.4 319 电压互感器由检修转运行

- 1 给上319 小车电压互感器三相一次保险
- 2 将319小车电压互感器推至试验位置
- 3 给上319小车电压互感器二次插件
- 4 将319小车电压互感器摇至工作位置
- 5 合上319电压互感器测量二次空气开关
- 6 合上319电压互感器计量二次空气开关
- 7 合上319电压互感器保护二次空气开关

7.6 电容器停送电操作票

7.6.1 355 电容器由运行转检修

- 1 检查355开关柜带电显示器三相灯亮
- 2 确认220kV仿真变355断路器监控画面已调出
- 3 拉开355断路器
- 4 将355断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 5 检查355断路器确在断开位置
- 6 将355小车开关摇至试验位置
- 7 取下355小车开关二次插件
- 8 将355小车开关拉至检修位置
- 9 拉开35561隔离开关
- 10 检查35561隔离开关确在断开位置
- 11 检查355开关柜带电显示器三相灯灭

- 12 合上355617接地刀闸
- 13 检查355617接地刀闸确在合好位置
- 14 在35561隔离开关电容器侧验明无电
- 15 合上355-0接地刀闸
- 16 检查355-0接地刀闸确在合好位置

7.6.2 355 电容器由检修转运行

- 1 拉开355617接地刀闸
- 2 检查355617接地刀闸确在断开位置
- 3 拉开355-0接地刀闸
- 4 检查355-0接地刀闸确在断开位置
- 5 检查355系列确无地线具备送电条件
- 6 检查355断路器确在断开位置
- 7 将355小车开关推至试验位置
- 8 给上355小车开关二次插件
- 9 将355小车开关摇至工作位置
- 10 合上35561隔离开关
- 11 检查35561隔离开关确在合好位置
- 12 将355断路器测控装置切换开关由“就地”改投“远方”位置
- 13 确认220kV仿真变355断路器监控画面已调出
- 14 合上355断路器
- 15 检查355断路器确在合好位置
- 16 检查35kV I 母电压增加

7.7 站用变停送电操作票

7.7.1 300 站用变由运行转检修

- 1 检查10kV站用变低压进线电压表指示正常
- 2 拉开35kV站用变低压进线电源开关
- 3 合上10kV站用变低压进线电源开关
- 4 检查300开关柜带电显示器三相灯亮
- 5 确认220kV仿真变300断路器监控画面已调出
- 6 拉开300断路器
- 7 将300断路器测控装置切换开关由“远方”改投“就地”位置
- 8 检查300断路器确在断开位置
- 9 将300小车开关摇至试验位置

- 10 取下300小车开关二次插件
- 11 将300小车开关拉至检修位置
- 12 检查300开关柜带电显示器三相灯灭
- 13 合上300617接地刀闸
- 14 检查300617接地刀闸确在合好位置

7.7.2 300 站用变由检修转运行

- 1 拉开300617接地刀闸
- 2 检查300617接地刀闸确在断开位置
- 3 检查300系列确无地线具备送电条件
- 4 检查300断路器确在断开位置
- 5 将300小车开关推至试验位置
- 6 给上300小车开关二次插件
- 7 将300小车开关摇至工作位置
- 8 将300断路器测控装置切换开关由“远方”改投“远方”位置
- 9 确认220kV仿真变300断路器监控画面已调出
- 10 合上300断路器
- 11 检查300断路器确在合好位置
- 12 检查35kV站用变低压进线电压表指示正常
- 12 拉开10kV站用变低压进线电源开关
- 13 合上35kV站用变低压进线电源开关

7.8 消弧线圈停送电操作

7.8.1 35kV 消弧线圈由运行转检修

- 1 断开微机调谐器电源开关
- 2 拉开 310 接地刀闸
- 3 检查 310 接地刀闸确在断开位置
- 4 断开 PK 屏交流电源开关
- 5 断开 PK 屏直流电源开关
- 6 在 310 接地刀闸消弧线圈侧验明无电
- 7 在 310 接地刀闸消弧线圈侧装设 1 号地线

7.8.2 35kV 消弧线圈由运行转检修

- 1 拆除 310 接地刀闸消弧线圈侧 1 号地线
- 2 检查 35kV 消弧线圈系列确无地线具备送电条件

- 3 合上 PK 屏交流电源开关
- 4 合上 PK 屏直流电源开关
- 5 合上 310 接地刀闸
- 6 检查 310 接地刀闸确在合好位置
- 7 合上微机调谐器电源开关

8 现场设备的异常运行及事故处理

8.1 事故处理的一般规定

- (1) 迅速判断事故原因，消除事故根源，限制事故发展，解除其对人身，设备安全的威胁。
- (2) 设法保证站用变的正常运行或尽快恢复站用电。
- (3) 尽快对已停电的重要用户优先供电和对其它用户恢复供电。
- (4) 发生事故和异常时，值班人员应立即将以下内容汇报值班调度员：
 - 事故发生时间。
 - 跳闸断路器、保护及自动装置动作情况。
 - 设备的异常现象。
 - 系统冲击情况、负荷、电压变化情况。
 - 人身设备损坏情况。
 - 故障录波器动作及记录情况。
- (5) 站内值班人员处理事故时，对系统有重大影响的操作均应按值班调度员命令，或取得值班调度同意后实行，如系局部事故可不待调度命令，一面按现场规程处理，一面将事故情况简明地汇报调度，待事故处理完毕后，再向值班调度员作详细汇报。
- (6) 下列情况可先操作后汇报：
 - 停下对人身和设备安全有直接威胁的电源。
 - 将已损坏的设备隔离。
 - 退出故障设备，投入备用设备。
- (7) 电压互感器保险熔断时，根据调度命令和按现场规程退出有关保护，事故处理时，可不填写操作票，但必须严格执行监护复诵制度，并认真做好记录。
- (8) 现场运行人员和检修人员未经值班调度员同意，不得触动任何因事故停电的设备，若需检修时，应征得值班调度员许可。
- (9) 若事故发生在交接班时，应由交班方负责处理，若需接班人员协助时，接班人员要积极配合，但由交班方负责事故处理指挥，待事故处理完毕后，方可进行交接班。

8.2 典型事故处理原则

8.2.1 母线故障处理原则

- (1) 本站35kV母线无保护装置，母线故障时，由上一级断路器(主变低压侧断路器)跳闸，经检查没有发生明显故障点，应强送一次。
- (2) 当母线由于差动保护动作而停电时：
 - 单母线运行时，经检查有条件的可切换至备用母线运行；或尽快排除母线故障后试送电，良好后恢复供电。

- 双母线运行，一条母线故障停电时，应立即进行检查并将故障母线所带的负荷倒至运行母线供电（注意母线隔离开关应先拉后合）。

- 双母线运行，同时停电时，应立即断开母联断路器，经检查排除故障后再送电。要尽快恢复一条母线运行。另一条母线不能恢复时，应将不能恢复的母线所带负荷倒至运行母线供电。

(3) 在处理母线事故过程中要注意以下问题：

- 尽量不用母联断路器试送母线。
- 母线靠线路对端保护者，在试送电前应将对端的重合闸停用。
- 注意防止非同期合闸，对端有电源的线路必须联系调度处理。
- 受端无电源的线路，可不经联系送出（除非有特殊规定）。

(4) 经判断是由于连接在该母线上的元件故障造成的，立即将故障元件切除，然后恢复该母线送电。

(5) 母线故障，在电话未联系通时，运行单位要正确判断。根据上述原则，能自行处理的先自行处理；处理不了的应做好一切准备，并积极设法与调度联系。

8.2.2 主变压器故障处理原则

(1) 运行中的变压器有以下异常情况之一，不停用变压器不能消除且有威胁整体安全的可能时应立即停运：

- 内部有异常音响，爆裂声。
- 在正常负荷和冷却条件下，变压器温度急剧上升。
- 储油柜或压力释放阀严重喷油。
- 严重漏油使油位下降，低于油位指示限度。
- 油色显著变化，油内出现严重炭质。
- 套管严重破损，有强烈放电声。

(2) 正常运行时，出现油面过高或喷油时，应做如下处理：

- 检查变压器负荷温度是否正常。
- 若负荷温度正常，应检查呼吸器和油标管是否畅通。
- 若呼吸器或油标管堵塞引起油面升高时，应在征得值班调度员同意后，将变压器重瓦斯改接信号，疏通油标管或呼吸器。

- 若由于环境温度过高或负荷过大引起油温升高，油面上升，发生喷油时，可适当放油处理。

(3) 变压器温度异常升高，当上层油温达到75℃，应做如下处理：

- 检查变压器是否过负荷，如因过负荷引起油温过高，应汇报值班调度员减负荷。
- 检查油色油位是否正常，引线接头有无过热。
- 若负荷变化不大，温度计指示正确，冷却装置运行正常，而温度不断上升，可以认为变压器内部出现故障。经值班调度员同意后，停用变压器，同时通知工区有关领导。

(4) 变压器过负荷的处理：

- 投入全部冷却器。汇报地调值班员，投入备用变压器或将负荷转移到系统中别处去。
- 过负荷期间，值班人员应认真记录主变的过负荷数值，持续时间，上层油温，环境温度，冷却装置运行情况，每小时巡视两次，并记入运行日志汇报值班调度员。

• 对变压器进行特殊巡视，检查引线接头有无过热，套管有无不正常电晕现象，油位是否过高等，发现后立即汇报值班调度员。

过负荷计算方法：过负荷倍数=负荷电流/额定电流

过负荷百分数=(负荷电流-额定电流)/额定电流100%

变压器过负荷的允许值应遵循制造厂的规定。无厂家规定时，对于自然冷却和吹风冷却的油浸式电力变压器可参照表。

变压器过负荷允许值

过负荷百分数	1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0
过负荷允许持续时间 (min)	120	30	15	7.5	3.5	1.5

• 如变压器温度已超过允许值时，汇报值班调度员，并做好减负荷准备，按规定的顺序限制负荷。

(5) 变压器着火的处理：

- 迅速断开变压器三侧电源，有载调压电源和冷却器电源。
- 立即采取灭火措施，防止火势蔓延，灭火时应遵守消防规程的有关规定。
- 必要时拨打119报警，由消防人员协助灭火，值班人员做好现场安全措施，防止灭火人员触电。
- 变压器停电后，可使用各种灭火器及干燥的沙子灭火。如未停电，若油大量外溢着火，禁止用水灭火。

(6) 变压器的断路器跳闸时，应首先根据保护的動作情况和跳闸时的外部现象，判明故障原因后再进行处理。

- 若主保护（重瓦斯、差动）动作，未查明原因消除故障前禁止送电。
- 若只是过流或低压过流保护动作，不必检查即可送电。
- 当故障主变所带负荷需倒由其它电源供电或主变过流保护动作跳闸需恢复原方式供电时，应先给母线充电，然后逐个送出其他断路器。

• 有备用变压器或备用电源自动投入装置的变电站，当运行变压器跳闸时，应启动备用变压器或备用电源，然后检查跳闸的变压器。

8.2.3 断路器故障处理原则

(1) SF₆断路器本体故障的处理：

- 发现轻微漏气，应加强监视，并汇报工区有关领导。
- 漏气严重，达到压力闭锁值时，禁止操作该断路器，退出保护跳闸压板，断开控制电源，必要时用上一级断路器将其退出运行。

(2) 35kV 小车开关柜异常运行及处理：

发现下列情况之一，应立即退出该小车开关柜。

- 断路器本体有异常。
- 电流互感器有异音。
- 两侧插头有发热现象或接触不良。

(3) 35kV 手车开关储能机构异常原因及处理

- 减速器坏；
- 齿轮卡涩；
- 储能没有电源。

处理：

- 用摇把手动储能后，可以继续运行；
- 如果储不上能，立即汇报调度通知厂家处理。

8.2.4 隔离开关故障处理原则

在隔离开关的运行和操作中，易发生接点和触头过热、电动操作失灵、三相不同期、合闸不到位等异常情况。

- (1) 隔离开关电动操作失灵后，首先检查操作有无差错，然后检查操作电源回路、电机电源回路是否完好，熔断器是否熔断或松动，电气闭锁回路是否正常。
- (2) 发现隔离开关触头、接点过热时，需立即设法申请调度减负荷；严重过热时，应转移负荷，然后停电处理。可进行倒母线操作，拉开有过热缺陷的隔离开关。
- (3) 隔离开关合闸不到位或三相不同期。多数是机构锈蚀、卡涩、检修调试未调好等原因引起的。发生这种情况，可拉开隔离开关再次合闸，可用绝缘棒推入。必要时，申请停电处理。
- (4) 隔离开关触头熔焊变形、绝缘子破裂、严重放电等。此时，应立即申请停电处理，在停电处理前应加强监视。
- (5) 带负荷合隔离开关时，即使发现合错，也不准将隔离开关拉开。因为带负荷拉隔离开关，将造成三相弧光短路事故。
- (6) 带负荷错拉隔离开关时，在刀片刚离开固定触头时，便发生电弧，这时应立即合上，可以消除电弧，避免事故。但隔离开关已全部拉开，则不许将误拉隔离开关再合上。
- (7) 当隔离开关发生机械故障时，运行人员应尽可能将隔离开关恢复到操作前的运行状态，并通知专业人员进行处理。

8.2.5 线路故障处理原则

- (1) 根据重合闸动作情况进行处理：
 - ① 重合成功：检查保护及自动装置动作情况及一次设备情况，将检查情况汇报值班调度员。
 - ② 重合不成功：立即检查保护、自动装置动作情况及一次设备情况，将检查结果汇报值班调度员；若值班调度员允许试送一次，可退出重合闸试送一次，试送不成功，原则上不消除故障不得再送。
 - ③ 重合闸装置拒动时：立即检查保护、自动装置动作情况及一次设备情况，可不待调度命令，退出重合闸试送一次，然后将检查及试送情况汇报值班调度员。
- (2) 断路器掉闸，有下列情况之一者不得立即试送：
 - ① 断路器掉闸后，该断路器及操作回路等出现异常现象(不正常音响，大量漏气)。
 - ② 线路有带电作业。
 - ③ 原因不明的断路器跳闸应拉开两侧隔离开关，断路器保持不动，等待查明原因。
- (3) 运行中断路器有下列情况之一者，可以立即试送：
 - ① 断路器机构自由脱扣。
 - ② 人员过失(如误碰、误传动、误接线)

③ 直流多点接地或二次回路故障(已处理) 。

8.2.6 互感器故障处理原则

(1) 运行中的互感器有下列情况之一时，运行人员应加强巡视，必要时立即停用：

- 互感器严重喷油。
- 内部有异常音响。
- 冒烟，或有严重异味。
- 油色显著变化。
- 外壳损坏，严重漏油。
- 引线接头严重过热或烧损。
- 引线与外壳间有放电及接地故障。
- 发现电流互感器二次侧开路时，应立即汇报值班调度员和工区有关领导，必要时停用开路的电流互感器。
- 停用电压互感器前，必须合上PT互联转换开关，确保所有保护装置和电度测量装置不失压后，方可操作。
- 发现电压指示不平衡或无指示时，应检查电压互感器二次空气开关是否跳开。

(2) 互感器发生油位异常升高，有焦臭味、冒烟、冒火、喷油，内部有放电声等异常情况时的处理

- 汇报调度。
- 退出有可能因失压而误动的保护和自动装置。
- 迅速转移故障TV所在母线的负荷。
- 用开关将故障TV切除。
- 取下 TV 二次保险和断开二次空气开关。

(3) 电压互感器断线的处理

- 当电压互回路断线时，应首先考虑 TV 所带保护及自动装置，防止误动作。
- 检查保险（一、二次）及空气开关，如一次保险熔断时，应查明原因进行更换；如二次保险熔断时，应立即更换，若再次熔断，应查明原因，且不可盲目将保险容量增大。
- 如保险完好时，可检查 TV 回路有无松动、断头现象，切换回路有无接触不良现象。
- 在检查时，应专人监护做好安全措施，保证人身安全，防止保护误动。

(4) 电压互感器的异常运行及判断方法

- 指示不平衡，一相为零；另两相电压不升高，则为一相保险熔断。
- 电压降低或为零，另两相电压升高或升高为线电压，则为一相接地故障。
- 三相电压同时升高到线电压或更大，为谐振现象。
- TV 内部冒烟，有放电声，有油烟喷射，则为内部绝缘损坏造成短路引起。
- 一次保险装不上则是内部层间或匝间短路引起。

(5) 电流互感器的异常运行的处理

- 电流互感器发热，首先判明是 TA 过负荷运行或二次侧开路引起。

- TA二次回路断线，若开路处很明显时，应立即设法将开路处进行连通或在开路前端子处短接处理，短接时不许用保险丝。带电处理应使用绝缘柄工具，站在绝缘垫上，有专人监护，并停用相应的保护装置。
- 内部有火花放电声或其他异常声音，是内部绝缘损坏或零件松动，振动引起，应停用TA。

8.2.7 避雷器故障处理原则

(1) 避雷器发生套管严重裂纹、闪络、内部发出异常音响，放电计数器连续动作时，无论接地与否，禁止人身接近和用隔离隔离开关切除避雷器。

(2) 运行中发现避雷器瓷套有裂纹的处理

- 如天气正常，应请示调度停下损伤的避雷器，（由检修人员更换为合格的避雷器，一时无备件时，在考虑到不至于威胁安全运行的条件下，可在裂纹深处涂漆和环氧树脂防止受潮），并安排在短期内更换。

- 如天气不正常（雷雨），应尽可能不使避雷器退出运行，待雷雨后再处理。如果因瓷质裂纹已造成闪络，但未接地者，在可能条件下应将避雷器停用。

(3) 避雷器爆炸的处理

- 避雷器爆炸尚未造成接地时，雷雨过后拉开相应隔离开关，停用故障避雷器。
- 避雷器瓷套裂纹或爆炸已造成接地者，需停电更换，禁止用隔离开关停用故障的避雷器。

8.2.8 电容器故障处理原则

(1) 有下列情况之一应该退出电容器：

- 严重渗漏油或喷油。
- 外壳膨胀有油流出，或三相不平恒电流超过5%。
- 电容器爆炸。
- 温升过高，并有异常声音。
- 瓷绝缘表面破裂闪络放电。
- 套管严重发热。
- 外壳温度超过55^oC采取降温措施无效。
- 密集型电容器压力释放阀动作。

(2) 在处理事故时，运行人员需注意以下事项：

- 停电。必须先拉开故障电容器断路器及隔离开关或取下熔断器。
- 放电。由于电容器组有残余电荷存在，必须人工放电，放电时一定要先将地线接地端接好，而后多次放电直至无火花和声音为止。

- 操作时必须带防护器具（如绝缘手套），应用短路线将两极间连接放电（因为仍可能有极间残余电荷存在）。

8.2.9 消弧线圈故障处理原则

(1) 系统发生单相接地时，禁止操作或手动调节该段母线上的消弧线圈。

(2) 拉合消弧线圈与中性点之间单相隔离开关时，如有下列情况之一时禁止操作：

- 系统有单相接地现象，已听到消弧线圈的嗡嗡声；
- 中性点位移电压大于15%相电压；
- 消弧线圈在最高档位进行，而此时脱谐度小于10%（说明消弧线圈总容量裕度很小或没有裕度）
- 中性点电压大于15%相电压；
- 消弧线圈有异常响声；
- 阴尼电阻箱异常；
- 微机调谐器异常。

(3) 发生单相接地必须及时排除，接地时限一般不超过2小时。

(4) 当调谐器自动功能异常时，根据调度命令，可以改为手动。

(5) 打印机缺纸，需及时更换纸卷。

(6) 特别注意的是：35系统发生单相接地时，禁止操作和手动调节该段母线上的消弧线圈，同时，禁止操作消弧线圈与中性点之间单相隔离开关。

8.2.10 电力电缆故障处理原则

(1) 加强对电力电缆，特别是电缆头的巡视检查，尤其是夜间闭灯检查时。

(2) 当发现电缆头有轻微放电现象时，应汇报调度，听候处理。同时设备缺陷情况汇报运行主管单位、检修单位。在未处理之前，应加强运行监视。

(3) 当发现电缆头放电现象较严重时，应立即汇报当值调度员。情况很严重的应申请采取紧急停电等措施。同时将有关情况汇报工区。

(4) 电缆发生过负荷运行，应限负荷。

(5) 电缆头漏油时，应根据漏油程度监视其运行，如漏油严重时，应汇报调度立即退出运行。

(6) 电缆头爆炸，应立即汇报调度，退出运行。

8.2.11 站用电系统故障处理原则

(1) 当两台站用变压器一台运行一台备用时，应立即进行站用变切换，将故障变压器停电。

(2) 当两台站用变分别带站用负荷时，应将故障站用变停电，合上站用电联络断路器，将所有负荷倒至良好的站用变运行。

(3) 站用变内部故障严禁用隔离开关停电，应用断路器停电。

8.2.12 直流系统故障处理原则

(1) 直流接地故障的处理：

- 发生直流接地，首先根据运行方式、操作情况、气候情况判断可能发生接地的处所；
- 采取拉路寻找、分段处理的方法；
- 寻找接地点时，应先寻找信号和照明部分、后寻找控制回路；先室外后室内的顺序；
- 在切断各专用直流回路时，时间不得超过 3S，且不论回路是否接地均应合上；
- 发现直流回路接地时，应及时找出接地点，并尽快将其消除；

- 查找和处理必须由两人进行；
- 直流接地应作为危急缺陷尽快处理。查找直流接地时如需停用保护、自动装置时，必须经值班调度员同意；
- 若现场有工作如：调试、安装设备等工作应立即通知工作人员停止工作，待直流接地消除后，方可允许恢复工作；
- 发生直流接地时，禁止在二次回路上工作。

(2) 正常情况下直流电源突然消失的处理

- 值班员应立即汇报当值调度，听候处理(包括对可能误动的保护采取紧急措施等)。
- 迅速对蓄电池、充电装置及有关直流保险进行检查，排除故障。
- 处理不好时，立即汇报检修单位。
- 在未处理好之前，应对站内设备加强监视。
- 直流电源恢复正常后，应立即汇报调度，听候处理（包括解除对可能误动的保护采取的紧急措施等）。
- 直流装置基本故障排除：
 - ①当开关电源模块故障灯亮时，模块电压应显示为 234V，此时应将所有模块工作状态由自动转为手动，同时，将电压调至 258V，调整方法是利用微调顺时针调整，显示电压也会随之变化，并应及时通知供货厂家。
 - ②当开关电源模块发生冒烟烧毁或部分组件烧坏，应立即到模块后面将交流输入和直流输出插座拔掉，将其它模块工作状态由自动转为手动。

8.2.13 不接地系统接地故障的处理

- (1) 35kV系统接地时，应记录时间，后台监控机发出告警信号，显示接地线路及接地相，将线路接地情况汇报值班调度员，待令。
- (2) 站内设备接地时，应检查避雷器PT及与母线连接的设备，检查时应穿绝缘靴戴绝缘手套，用上级开关切除故障。

8.2.14 越级跳闸的处理原则

- (1) 线路断路器拒动，越级上一级断路器跳闸，应立即检查保护与断路器动作情况，然后将越级断路器两侧刀闸拉开，合上、上一级断路器恢复正常供电。
- (2) 如断路器跳闸，经检查未发现出线断路器保护动作，跳闸断路器保护范围内又无明显故障，可判断为保护拒动，造成越级跳闸，应拉开跳闸断路器保护范围内的所有出线断路器，然后逐一送出，当送到某一断路器时，上级断路器又跳，说明该出线保护拒动，越级跳闸，可停下该断路器，恢复其它断路器的正常运行。
- (3) 35kV I 段母线所带的线路故障保护拒动越级使 301 甲断路器跳闸时，应先断开并摇出 35kV 所变低压开关，摇进并合上 10kV 所变低压开关，恢复站用电系统供电。再进行越级跳闸处理。

8.3 251 仿一线线路故障

8.3.1 故障原因

以下地点的各种故障都属于251仿一线线路故障：

故障地点	故障原因
站内： 251CT 2516隔离开关 251阻波器 251耦合电容和线路CT	绝缘瓷瓶裂纹、闪络、断裂 设备或导线上有搭接物
站外： 线路	鸟兽跨接、外物搭接 绝缘子闪络、倒塔

8.3.2 系统运行方式

故障前，系统为正常运行方式，见2.2.3。

8.3.3 251 仿一线线路 60%单相瞬时故障

(1) 故障现象

设备	现象
主控室：集控机（后台）	<ol style="list-style-type: none"> 发事故音响 没有断路器故障跳闸，各电压等级母线电压正常。 报文显示：220仿真变的“仿一线CSC-103B纵联距离”、“仿一线CSC-103B接地距离一段”、“仿一线RCS931差动保护”、“仿一线RCS931零序差动”、“仿一线RCS931接地距离一段”、“251断路器重合闸动作”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” <p>220仿真变仿一线CSC-103B纵联距离 0秒[90号]220仿真变仿一线CSC-103B接地距离一段 0秒[99号]220仿真变仿一线RCS931差动保护 0秒[100号]220仿真变仿一线RCS931零序差动 0秒[101号]220仿真变仿一线RCS931接地距离一段</p> <ol style="list-style-type: none"> 251仿一线监控分图： <ol style="list-style-type: none"> 电流I、有功、无功、功率因数数值正常 下列信号灯亮： <ul style="list-style-type: none"> 四方的一段阻抗出口、纵联保护出口、重合出口 南瑞的电流差动保护、间隔距离I段、保护间隔跳A、跳B、跳C
保护室： 251仿一线保护I屏	CSC103B装置上“跳A”、“重合”信号灯亮。
保护室： 251仿一线保护II屏	<ol style="list-style-type: none"> RSC931装置上“跳A”、“重合闸”信号灯亮。 打印机输出的跳闸报告，查看： <ul style="list-style-type: none"> 故障时间 故障相：A相

	<ul style="list-style-type: none"> • 故障距离：60KM • 动作的保护： <ul style="list-style-type: none"> 0s DIF 差动保护动作（A、B、C三相） 0s DIF0 零序差动动作 0s Z1 距离1段元件 • 跳闸：A相 • 重合闸：动作，A相重合，成功
保护室： 251仿一线保护辅助屏	<ol style="list-style-type: none"> 1. CSC-122B装置上没有信号灯亮。 2. JFZ-12F装置上“I组跳A”、“II组跳A”、“重合闸”信号灯亮。
保护室： 220kV线路测控屏	251断路器位置指示灯没变化（红灯亮，绿灯灭）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	<p>第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。</p> <p>第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。</p>
2. 检查、记录、汇报、复归	<ol style="list-style-type: none"> 1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录251仿一线保护I屏、II屏和辅助屏上的保护装置及220kV线路测控屏上251断路器位置显示。 3. 检查220kV故障录波器动作和打印信息情况。 4. 到室外检查251间隔的所有设备是否正常。报告集控：251断路器在合位，SF6压力和储能指示正常，电流互感器至线路出口设备无问题。 5. 将检查结果汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。 6. 复归所有信号
3. 填写记录	详细填写运行日志及其它相关记录。

8.3.4 251 仿一线 2516A 相隔离开关接地

(1) 故障现象

设备	现象
主控室： 集控机（后台）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 发事故音响 2. 251断路器故障跳闸(分位、闪烁)，各电压等级母线电压正常。 3. 报文显示：220仿真变的“仿一线CSC-103B纵联距离”、“仿一线CSC-103B接地距离一段”、“仿一线RCS931差动保护”、“仿一线RCS931零序差动”、“仿一线RCS931接地距离一段”、“251断路器重合闸动作”、“251断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动”

	<p>220仿真变仿一线CSC-103B纵联距离 0秒[90号]220仿真变仿一线CSC-103B接地距离一段 0秒[99号]220仿真变仿一线RCS931差动保护 0秒[100号]220仿真变仿一线RCS931零序差动 0秒[101号]220仿真变仿一线RCS931接地距离一段</p> <p>4. 251仿一线监控分图： (1) 电流、有功、无功、功率因数数值为0 (2) 下列信号灯亮： • 四方的一段阻抗出口、重合出口、纵联保护出口、纵联保护加速出口 • 南瑞的电流差动保护、间隔距离I段、距离加速、保护间隔跳A、跳B、跳C</p>
保护室： 251仿一线保护I屏	CSC103B装置上“跳A”、“跳B”、“跳C”、“重合”信号灯亮，“充电”灯亮。
保护室： 251仿一线保护II屏	<p>1. RSC931装置上“跳A”、“跳B”、“跳C”、“重合闸”信号灯亮，“充电”灯亮。 2. 打印机输出的跳闸报告，查看： • 故障时间 • 故障相：A相 • 故障距离：0KM • 动作的保护： 0s DIF 差动保护动作（A、B、C三相） 0s DIF0 零序差动动作 0s Z1 距离I段元件 0.6s CF1 合闸于故障加速（包括手合后加速及重合后加速） 0.6s CF2 合闸于故障加速（包括手合后加速及重合后加速） • 跳闸：A相 →（A相重合不成功）→ 三相跳 • 重合闸：动作，A相重合，不成功</p>
保护室： 251仿一线保护辅助屏	<p>1. CSC-122B装置上没有信号灯亮。 2. JFZ-12F装置上“I组跳A”、“I组跳B”、“I组跳C”、“II组跳A”、“II组跳B”、“II组跳C”、“重合闸”信号灯亮。</p>
保护室： 220kV线路测控屏	251断路器位置指示灯：绿灯亮，红灯灭。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	<p>“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。</p>

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	<p>第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。</p>
2. 检查、记录、汇报、复归	<p>1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录251仿一线保护I屏、II屏和辅助屏上的保护装置及220kV线路测控屏上251断路器位置显示。 3. 检查220kV故障录波器动作和打印信息情况。 4. 到室外检查251间隔的所有设备是否正常。报告集控：2516A相隔离开关的瓷瓶有放电闪络痕迹，</p>

	251断路器在分位，该间隔其它设备无问题。 5. 将检查结果汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。 6. 复归所有信号
3. 隔离故障设备，做检修安全措施	1. 联系调度，将2516隔离开关转检修状态，操作步骤： (1) 隔离故障设备：拉开 2516、2511 隔离开关 (2) 做检修安全措施：验电，合上 25167、251617 接地刀闸 2. 通知检修部门，对 2516 隔离开关进行抢修。 3. 将故障处理情况汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。
4. 填写记录	详细填写运行日志及其它相关记录。

8.3.5 220kV 251 仿一线线路故障，251 断路器拒动，220kV 失灵保护动作

(1) 故障现象

设备	现象
主控室： 集控机（后台）	1. 发事故音响 2. 220kV I母上253、255、201、212断路器位置（分闸、闪光），I母电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“仿一线CSC-103B纵联距离”、“仿一线CSC-103B接地距离一段”、“仿一线RCS931差动保护”、“仿一线RCS931零序差动”、“仿一线RCS931接地距离一段”、“220kV失灵保护动作”、“253断路器分”、“255断路器分”、“201断路器分”、“212断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 251仿一线监控分图： (1) 电流、有功、无功、功率因数数值为0 (2) 下列信号灯亮： • 四方的一段阻抗出口、纵联保护出口 • 南瑞的电流差动保护、间隔距离I段、保护间隔跳A、跳B、跳C 5. 253、255、201、212监控分图：相应回路的电流、有功、无功、功率因数数值为0
保护室： 251仿一线保护I屏	CSC103B装置上“跳A”、“跳B”、“跳C”信号灯亮，“充电”灯亮。
保护室： 251仿一线保护II屏	1. RSC931装置上“跳A”、“跳B”、“跳C”、信号灯亮，“充电”灯亮。 2. 打印机输出的跳闸报告，查看： • 故障时间 • 故障相：A相 • 故障距离：60KM • 动作的保护： 0s DIF 差动保护动作（A、B、C三相） 0s DIF0 零序差动动作 0s Z1 距离1段元件 • 跳闸：三相跳 • 重合闸：没动作

保护室： 251仿一线保护辅助屏	1. CSC-122B装置上没有信号灯亮。 2. JFZ-12F装置上“Ⅰ组跳A”、“Ⅰ组跳B”、“Ⅰ组跳C”、“Ⅱ组跳A”、“Ⅱ组跳B”、“Ⅱ组跳C”信号灯亮。
保护室： 220kV线路测控屏	251断路器位置指示灯：绿灯灭，红灯亮。 253断路器位置指示灯：绿灯亮，红灯灭。 255断路器位置指示灯：绿灯亮，红灯灭。
保护室：1号主变测控屏	201断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室：212母联辅助屏	212断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。

（2）故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。
1. 检查、记录、汇报、复归	1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录保护装置及测控屏上断路器位置显示。 3. 检查 220kV 故障录波器动作和打印信息情况。 4. 到室外检查 251 间隔的所有设备是否正常，检查 251、253、255、201、212 断路器的位置。 5. 将检查结果汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。 6. 复归信号。
2. 根据具体情况处理、汇报记录	1. 根据中调令拉开拒动的251断路器两侧隔离开关（2511、2516），送出212母联断路器，正常后再送出201、253、255断路器。 2. 将以上情况汇报中调、地调值班员及变电管理一处处长。 3. 251断路器拒动的原因由专业技术人员进行检查处理。 4. 详细做好相关记录。

8.4 220kV I 母故障

8.4.1 故障原因

以下地点的各种故障都属于220kV I 母故障：

故障地点	故障原因
每个与220kV I 母相连的线路、主变和母联212间隔中，从220kV I 母到该间隔CT之间的所有设备：220kV I 母侧隔离开关、断路器、CT	绝缘瓷瓶裂纹、闪络、断裂设备或导线上有搭接物
与220kV I 母相连的电压互感器间隔的所有设备：隔离开关、电压互感器、避雷器	
220kV I 母线	

8.4.2 系统运行方式

故障前，系统为正常运行方式，见2.2.3。

8.4.3 251 仿一线 2516A 相隔离开关有搭接物

(1) 故障现象

设备	现象
集控机（后台）	1. 事故音响、预告音响 2. 220kV I母上251、253、255、201、212断路器故障跳闸（分闸、闪光），220kV I母电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“220kV I母差动保护动作”、“251断路器分”、“253断路器分”、“255断路器分”、“201断路器分”、“212断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 251、253、255、201、212跳闸断路器间隔的监控分图：电流、有功、无功、功率因数数值为0。
保护室：220kV母线保护I屏（WMH-800）	WMH-800 装置（A相差动）上“ I母差动”信号灯亮。
保护室：220kV母线保护II屏（WMZ-41B）	WMZ-41B装置上“ I母差动动作”信号灯亮。
保护室：220kV线路测控屏	251、253、255断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室：1号主变测控屏	201断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室：212母联辅助屏	212断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。
2. 检查、记录、汇报、复归	1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录保护I屏（WMH-800）、保护II屏（WBZ-41B）保护装置及220kV母联、251、253、255、1号主变测控屏上断路器位置显示。 3. 检查220kV故障录波器动作和打印信息情况。 4. 检查运行2号变压器的负荷、温度等运行是否正常。 5. 到室外检查 I母保护范围内的母线和母线上连接的一次设备情况。报告集控：2511A相隔离开关上有搭接物，251、253、255、201、212断路器在分位，其它设备无问题。 5. 将检查结果汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。 6. 复归所有信号
3. 根据	1. 清除搭接物后，经检查2511A相隔离开关无异常，属瞬时性故障，经中调同意可用212母联断路

具体情况处理、汇报、记录	<p>器给故障母线充电(退出母差保护; 充电时先投入充电保护, 充电结束后退出), 正常后将已跳开的251、253、255、201断路器合闸送电。</p> <p>2. 如果 2511A 相隔离开关有放电痕迹, 属永久性故障</p> <p>(1) 故障点不能与 251 断路器隔离时, 停用 251 间隔, 拉开 2511、2516 隔离开关。</p> <p>(2) 故障点能用隔离开关与母线隔离时, 经中调同意可用 212 母联断路器给故障母线充电(退出母差保护; 充电时先投入充电保护, 充电结束后退出), 正常后将已跳开的 251 (故障点能与 251 断路器隔离)、253、255、201 断路器合闸送电。</p> <p>(3) 故障点不能用隔离开关与母线隔离时, 应进行倒母线操作。倒母线操作程序:</p> <p>①断开并摇出 35kV 所变低压开关, 摇进并合上 10kV 所变低压开关, 恢复站用电系统供电。</p> <p>②进行倒母线操作时应先拉开 2511、2531、2551、2011、2121、2122, (先断开 219 电压互感器二次空开) 拉开 219 隔离开关后; 合上 2512 (故障点能与 251 断路器隔离)、2532、2552、2012 隔离开关。</p> <p>③将 220kV 母线保护 I、II 屏的电压切换开关和母线切换开关切换到 II 母运行位置, 检查保护装置显示正常后, 合上 251 (故障点能与 251 断路器隔离)、253、255、201 断路器。</p> <p>3. 将故障处理情况汇报中调、区调值班调度员及变电管理处处长。</p> <p>4. 详细填写运行日志及其它相关记录。</p>
--------------	---

8.5 35kV I 母故障

8.5.1 故障原因

以下地点的各种故障都属于35kV I 母故障:

故障地点	故障原因
每个与35kV I 母相连的线路、主变、电容器和所用变间隔中, 从35kV I 母到该间隔CT之间的所有设备: 35kV I 母侧隔离开关、断路器、CT	绝缘瓷瓶裂纹、闪络、断裂设备或导线上有搭接物
与35kV I 母相连的电压互感器间隔的所有设备: 熔断器、电压互感器、避雷器	
35kV I 母线	

8.5.2 系统运行方式

故障前, 系统为正常运行方式, 见2.2.3。

8.5.3 35kV I 母故障

(1) 故障现象

设备	现象
集控机(后台)	<p>1. 事故音响、预告音响</p> <p>2. 35kV I 母上301甲断路器故障跳闸(分闸、闪光), 35kV I 母电压为零。</p> <p>3. 报文显示: 220仿真变的“1号主变35KV分支1复压方向过流一段t1动作”、“301甲断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动”</p>

	4. 1号主变间隔的监控分图：301甲回路的电流、有功、无功、电压、功率因数数值为0。
保护室：1号主变保护A屏	WBH-801装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变保护B屏	WBZ-500H装置上“保护动作”、“启动”信号灯亮。
保护室：1号主变保护辅助屏	ZSZ-811/A装置上301甲“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。其它装置没有变化
保护室：1号主变测控屏	301甲断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。
2. 检查、记录、汇报、复归	1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录1号主变保护装置、1号主变测控屏上断路器位置显示。 3. 到室外检查35 kV I 母保护范围内的母线和母线上连接的一次设备情况。 4. 将检查结果汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 5. 复归所有信号
3. 根据具体情况处理、汇报、记录	1. 如属瞬时性故障且已消除，复归所有信号，退出母线上所带的355电容器（在355电容低电压未跳闸的情况下），拉开351、352断路器，经地调值班员同意可合上301甲断路器。 2. 如属母线永久性故障，摇出301甲小车开关，汇报地调值班员及变电管理一处处长。 3. 将故障处理情况汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 4. 详细填写运行日志及其它相关记录。

8.6 1号主变压器故障

8.6.1 故障原因

以下地点的各种故障都属于1号主变压器故障：

故障地点	故障原因
主变内部：1号主变压器本体和有载调压	匝间短路
主变各侧引线：从各侧引线套管到该侧CT之间的所有设备：套管和引线接头、避雷器、隔离开关、断路器、CT	绝缘瓷瓶裂纹、闪络、断裂设备或导线上有搭接物

8.6.2 系统运行方式

故障前，系统为正常运行方式，见2.2.3。

8.6.3 2016 隔离开关 BC 相有搭接物

(1) 故障现象

设备	现象
集控机（后台）	1. 事故音响、预告音响 2. 1号主变201、101、301甲、301乙断路器故障跳闸（分闸、闪光），35kV I母、35kV II母的电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“1号主变纵差动保护动作”、“201断路器分”、“101断路器分”、“301甲断路器分”、“301乙断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 1号主变间隔的监控分图： （1）201、101、301甲、301乙回路的电流、有功、无功、功率因数数值为0。 （2）下列信号灯亮：“测控WBH-801差动动作”、“测控WBZ-500H差动动作”
保护室：1号主变保护A屏	WBH-801装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变保护B屏	WBZ-500H装置上“保护动作”、“启动”信号灯亮。
保护室：1号主变保护辅助屏	ZSZ-812装置上201 “跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。 ZSZ-811/A装置上101、301甲、301乙“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。 其它装置没有变化
保护室：1号主变测控屏	201、101、301甲、301乙断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。
2. 检查、记录、汇报、复归	1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 检查2号主变负荷情况，如过负荷则应立即投入2号主变全部冷却装置，加强对2号主变的监视（按事故过负荷处理）。 3. 断开并摇出35kV所变低压开关，摇进并合上10kV所变低压开关，恢复站用电系统供电。 4. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录1号主变保护装置、1号主变测控屏上断路器位置显示。 5. 检查1号主变故障录波器动作和打印信息情况。 6. 到室外检查1号主变保护范围内套管有无闪络，引线有无短路等异常现象，检查瓦斯继电器内部有无气体，若有气体应收集。报告集控：2016隔离开关有搭接物，其他设备无异常。 4. 将检查结果汇报区调值班调度员及变电管理处处长。

	5. 复归所有信号
3. 根据具体情况处理、汇报、记录	<ol style="list-style-type: none"> 1. 如果2016隔离开关有搭接物清除后，经地调值班员同意可以试送。试送又跳，不得再送，待查明原因，故障消除后方可再送。 2. 如确系继电保护或二次回路的原因引起差动保护动作，经地调值班员同意后，将差动保护退出运行，恢复变压器送电，然后再处理保护回路故障。 3. 变压器差动、瓦斯保护同时动作掉闸，在未经检查试验合格后，不准将变压器投入运行。 4. 将故障处理情况汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 5. 详细填写运行日志及其它相关记录。

8.6.4 1号主变本体故障

(1) 故障现象

设备	现象
集控机（后台）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 事故音响、预告音响 2. 1号主变201、101、301甲、301乙断路器故障跳闸（分闸、闪光），35kV I母、35kV II母的电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“1号主变纵差动保护动作”、“1号主变本体重瓦斯动作”、“201断路器分”、“101断路器分”、“301甲断路器分”、“301乙断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 1号主变间隔的监控分图： <ol style="list-style-type: none"> (1) 201、101、301甲、301乙回路的电流、有功、无功、功率因数数值为0。 (2) 下列信号灯亮：“测控WBH-801差动动作”、“测控WBZ-500H差动动作”
保护室：1号主变保护A屏	WBH-801装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变保护B屏	WBZ-500H装置上“保护动作”、“启动”信号灯亮。
保护室：1号主变保护辅助屏	ZSZ-812装置上201“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。 ZSZ-811/A装置上101、301甲、301乙“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。 WBH-802装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变测控屏	201、101、301甲、301乙断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。 “启动”信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	<p>第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。</p> <p>第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。</p>
2. 检查、记录、汇报、复归	<ol style="list-style-type: none"> 1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 检查2号主变负荷情况，如过负荷则应立即投入2号主变全部冷却装置，加强对2号主变的监视（按事故过负荷处理）。 3. 断开并摇出35kV所变低压开关，摇进并合上10kV所变低压开关，恢复站用电系统供电。

	4. 到保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录1号主变保护装置、1号主变测控屏上断路器位置显示。 5. 检查1号主变故障录波器动作和打印信息情况。 6. 到室外检查1号主变压力释放器有无喷油，油面是否降低，油色有无变化及本体有无大量漏油； 7. 将检查结果汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 8. 复归所有信号
3. 根据具体情况处理、汇报、记录	1. 如油面下降引起瓦斯保护动作，值班人员在地调值班员的指令下，将1号主变停电并做好安全措施后，由专业人员进行补油； 2. 变压器差动、瓦斯保护同时动作，在未经检查试验合格后，不准将变压器投入运行。 3. 如因地震及外部其他原因使瓦斯继电器动作时，应立即将变压器送电。 4. 将故障处理情况汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 5. 详细填写运行日志及其它相关记录。

8.7 本站越级跳闸故障

8.7.1 系统运行方式

故障前，系统为正常运行方式，见2.2.3。

8.7.2 35kV 351 线路故障，351 断路器拒动，使 301 甲断路器动作跳闸

(1) 故障现象

设备	现象
集控机（后台）	1. 发事故音响。 2. 301甲断路器故障跳闸（分闸、闪光），35kV I 母电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“351线路WXH-822速断”、“351线路WXH-822过流保护”、“1号主变35KV分支1复压方向过流一段t1”、“301甲断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 351间隔的监控分图： （1）电流、有功、无功、功率因数数值为0。 （2）下列信号灯亮：“电流I段跳闸”、“电流II段跳闸” 5. 1号主变间隔的监控分图：301甲回路的电流、有功、无功、功率因数数值为0。
35kV 配电室1： 35kV馈一线351屏	WXH-822装置上“跳闸”灯亮。
保护室：1号主变保护A屏	WBH-801装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变保护B屏	WBZ-500H装置上“保护动作”、“启动”信号灯亮。
保护室：1号主变保护辅助屏	ZSZ-811/A装置上301甲“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置”灯灭。其它装置没有变化
保护室：1号主变测控屏	301甲断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。

2号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。
-----------	------------

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。 第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。
2. 检查、记录、汇报、复归	1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到 35kV 配电室 1 和保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录保护装置、断路器位置显示。 3. 检查 35kV I 段保护范围内一次设备情况（包括 35kV I 段母线直接连接的设备电压互感器和避雷器等）。 4. 将检查结果汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 5. 复归所有信号
3. 根据具体情况处理、汇报、记录	1. 如果355电容器没有低电压保护跳开，拉开355断路器。 2. 根据地调值班员的指令拉开351断路器，将351断路器转检修，通知专业人员检查和处理351断路器拒动。 3. 在地调值班员的指令下合上 301 甲断路器，检查 35kV 母线电压及其他设备运行正常。检查 355 电容器无异常后，根据系统电压和功率因数决定电容器是否投入运行。 4. 检查站用电的运行情况和两台主变的风冷系统的运行情况 5. 将故障处理情况汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 6. 详细填写运行日志及其它相关记录。

8.7.3 35kV 351 线路故障，351 线路保护拒动，使 301 甲断路器动作跳闸

(1) 故障现象

设备	现象
集控机（后台）	1. 发事故音响。 2. 301甲断路器故障跳闸（分闸、闪光），35kV I 母电压为零。 3. 报文显示：220仿真变的“1号主变35KV分支1复压方向过流一段t1”、“301甲断路器分”、“1号主变故障录波启动”、“2号主变故障录波启动”、“220kV线路故障录波启动”、“110kV线路故障录波启动” 4. 1号主变间隔的监控分图：301甲回路的电流、有功、无功、功率因数数值为0。
保护室：1号主变保护A屏	WBH-801装置上“启动”、“信号”、“跳闸”信号灯亮。
保护室：1号主变保护B屏	WBZ-500H装置上“保护动作”、“启动” 信号灯亮。
保护室：1号主变保护辅助屏	ZSZ-811/A装置上301甲“跳闸位置”、“出口跳闸”灯亮，“合闸位置” 灯灭。其它装置没有变化
保护室：1号主变测控屏	301甲断路器位置指示灯（红灯灭，绿灯亮）。
保护室： 220kV线路故障录波屏 110kV线路故障录波屏 1号主变故障录波屏 2号主变故障录波屏	“启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。 “启动” 信号灯亮。

(2) 故障处理

顺序	故障处理内容
1. 人员分工	<p>第一组人员：值班长、第三值班员，负责在主控室内指挥、汇报、记录、检查集控机及操作。</p> <p>第二组人员：第一、第二值班员，负责室外设备、配电室和保护室设备的检查及操作。</p>
2. 检查、记录、汇报、复归	<ol style="list-style-type: none"> 1. 记录时间，检查并记录集控机上的故障现象和报文显示。 2. 到 35kV 配电室 1 和保护室，根据集控机上的故障现象和报文显示，详细检查并记录保护装置、断路器位置显示。 3. 检查 35kV I 段保护范围内一次设备情况（包括 35kV I 段母线直接连接的设备电压互感器和避雷器等）。 4. 将检查结果汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 5. 复归所有信号
3. 根据具体情况处理、汇报、记录	<ol style="list-style-type: none"> 1. 断开并摇出35kV所变低压开关，摇进并合上10kV所变低压开关，恢复站用电系统供电。 2. 如果355电容器没有低电压保护跳开，拉开355断路器。 3. 根据地调值班员的指令拉开351、352、300断路器，合上301甲断路器，检查35kV母线及母线设备和35kV电压显示正常后，合上300、351断路器时，又使301甲断路器跳闸，现象与上述显示一致。 4. 立即汇报地调值班员，在地调值班员的指令下拉开 351 断路器，将 351 小车开关转入检修状态 5. 在地调值班员的指令下再次合上 301 甲断路器，检查 35kV 母线电压及其他设备运行正常。合上 352 断路器，检查 355 电容器无异常后，根据系统电压和功率因数决定电容器是否投入运行。 6. 将上述保护装置动作情况和处理情况详细汇报地调值班员和变电管理一处处长，由专业人员检查和处理 351 线保护装置拒动。 7. 检查站用电的运行情况和两台主变的风冷系统的运行情况 8. 将故障处理情况汇报区调值班调度员及变电管理处处长。 9. 详细填写运行日志及其它相关记录。

附表一 1号主变及有载调压装置铭牌数据

型号	SFPSZ9-180000/220			分接头位置表						
冷却方式	ODAF	频率	50Hz	高压绕组			中压与低压绕组			
接线组别	YNyn0yn0+D11			分接位置	电压(V)	电流(A)		电压(V)	电流(A)	
额定容量	180000/180000/180000/6000kVA			1	242000	429.4	中压绕组	121000	858.9	
额定电压	(220j8j1.25%) /121/38.5/10.5kV			2	239250	434.4				
额定电流	472.4/858.9/2699.3/3299.1A			3	236500	439.4				
序号		产品代号		4	233750	444.6				
空载损耗	109.76kW	瓦斯继电器	QJ4G-80型	5	231000	449.9				
空载电流	0.11%	风扇电机	DBF-9Q10	6	228250	455.3				
油泵型号		膨胀器型号	BP1	7	225500	460.9				
绝缘水平	h1V1线路端子SI/LI/AC 750/950/395kV			8	222750	466.5	低压绕组	38500	2699.3	
	h1V1中性点端子LI/AC 400/200kV			9a	220000	472.4				
	m1V1线路端子LI/AC 480/220kV			9b						
	m1V1中性点端子LI/AC 325/140kV			9c						
	L1V1线路端子LI/AC 200/85kV			10	217250	478.4				
	L1V1中性点端子LI/AC 200/85kV			11	214500	484.5				
冷却器数量	5组	器身重量	137.5吨	12	211750	490.8				
油重量	49.5吨	总重量	229吨	13	209000	497.2	平衡绕组			
上节油箱重量	13.5吨	相数	3相	14	206250	503.9	电压 V	电流 A		
调压方式	有载调压			15	223500	510.7	10500	3299.1		
制造厂	特变电工沈阳变压器集团有限公司			16	200750	517.7				
生产日期		投运日期		17	198000	524.9				

附表二 2号主变及有载调压装置铭牌数据

型号	SFPSZ9-180000/220			分接头位置表						
冷却方式	ODAF	频率	50Hz	高压绕组			中压与低压绕组			
接线组别	Yyn0 yn0 D11			分接位置	电压 (V)	电流 (A)		电压 (V)	电流 (A)	
额定容量	180000/180000/180000/6000kVA			1	242000	429.43	中压绕组	121000	858.87	
额定电压	(220±8×1.25%) /121/38.5/10.5kV			2	239250	434.37				
额定电流	472.38/858.7/2699.3/2969.23A			3	236500	439.42				
序 号		产品代号		4	233750	444.59				
空载损耗	102.14 kW	瓦斯继电器	QJ4-80-TH	5	231000	449.88				
空载电流	0.07%	风扇电机	DBF-9Q10	6	228250	455.30				
油泵型号		膨胀器型号	BP1	7	225500	460.86				
绝缘水平	h. V. 高压线路端子LI/AC 950/395kV			8	222750	466.55	低压绕组	38500	2699.3	
	h. V. 高压中性点端子LI/AC 400/200kV			9a	220000	472.38				
	m. V. 中压线路端子LI/AC 480/220kV			9b						
	m. V. 中压中性点端子LI/AC 325/140kV			9c						
	L. V. 低压线路端子LI/AC 200/85kV			10	217250	478.36				
	L. V. 低压中性点端子LI/AC 200/85kV			11	214500	484.49				
	Tv. 平衡绕组线路端子LI/AC 75/42kV			12	211750	490.78				
冷却器数量	5组	13	209000	13	209000	497.24				
油重量	52.8吨	14	206250	14	206250	503.87	稳定绕组			
上节油箱及附件重量	44吨	15	223500	15	203500	510.68	电压 (V)	电流 (A)		
调压方式	有载调压			16	200750	517.67	10500	2969.23		
制造厂	正泰电气股份有限公司			17	198000	524.86				
生产日期		投运日期								

附表三 断路器铭牌数据

电压等级	220kV	220kV	110kV	110kV	110kV	35kV
电压等级及断路器	220kV断路器	220kV断路器	110kV断路器	110kV断路器	110kV断路器	35kV断路器
间隔名称	252、201 251、255 202、212母联 256	254	157 153	152	102、 112母联 155	310 甲 301 乙 351、355、360、 352、356、357
型号	HPL245B1	3AP1 FI	LW36-126	LW46-126/ T3150-40	LW52-126	KYN10-40.5-08
额定电压 (kV)	245	252	126	126	126	
额定电流 (A)	4000	4000	3150	3150	3150	
开断电流 (kA)	50	50	40	40	31.5	
额 率 (HZ)	50	50	50	50	50	
额定压力 (MPa)	0.5	0.6	0.6	0.5	0.48	
报警气压 (MPa)	0.45	0.45	0.55	0.45	0.45	
闭锁电压 (MPa)	0.43	0.43	0.50	0.43	0.40	
气体重量		18	10kg	6	7.5	
操作电压 (V)	220	220	220	220	220	
机构形式	BLG1002A					
制造厂家	北京ABB高压开关设备有限公司	西门子	北京北开电气股份有限公司	湖南天鹰高压开关电器有限公司	大连瓦房店高压开关有限公司	北京北开电气股份有限公司
生产日期						
投运日期						
出厂编号						

附表四 隔离开关铭牌数据

设备编号	型号	额定电压 kV	额定电流 A	机构形式	电机电压 (V)	出厂序号	制造厂	生产日期	投运日期
2511	GW16-252DW	252	2500	CJ11-G5A1	380		河南平高		
2512	GW16-252W	252	2500	CJ11-G5A1	380		河南平高		
2516	GW4/A-252DW	252	2000	CJ5B G4	380		河南平高		
219	GW16-126DW	252	2500	CJ7AG6A1	380		河南平高		
2217	JW6-252IW	252	2500	CJ11-G2A1	380		河南平高		
1011	GW16-126DW	126	1600	CJ7A	380		河南平高		
1012	GW16-126DW	126	2000	CJ11-G4A1	380		河南平高		
1016	GW4-126DW	126	1600	CJ5BG4	380		河南平高		
129	GW4-126VIDW	126	2000	CJ11-G4A1	380		河南平高		
3026	GW4-40.50W	40.5	4000	CJ5B.G1	380		河南平高		

附表五 电流互感器铭牌数据

运行编号	型号	额定电流比	使用变比	生产厂家	投运日期
251	LB7-220GYW ₂	2×750/5	1500/5	江苏精科互感器公司	
210	LRB-110;	300/5;	300/5	青岛青波变压器股份有限公司	

110	LRB-60	300/5	300/5	青岛青波变压器股份有限公司	
112	LB7-110GYW2	2×750/5	750/5	江苏精科互感器公司	
153	LB7-110GYW2	750/5	750/5	江苏精科互感器公司	
301甲	LDJ4-40.5	750/5	750/5	大连北方互感器厂	
301乙	LDJ4-40.5	750/5	750/5	大连北方互感器厂	
351	LDJ4-40.5	400/5	400/5	大连北方互感器厂	

附表六 电压互感器铭牌数据

设备编号	型号	额定电压比 (kV)	准确值	额定输出	电容量	出厂日期	制造厂	投运日期
219	TYD220/√3-0.01H	220/√3kV/100	0.2.0.5 3P, 3P	100 150	0.01H		桂林电力电容器厂	
119	TYD110/√3-0.02H	110/√3/100	0.2.0.5 3P, 3P	100 150	0.02H		桂林电力电容器厂	
319	KYN10-40.5-33	40.5kV						

附表七 电容器铭牌数据

设备编号	型号	额定电压 (kV)	额定电流 (A)	额定容量 (kVar)	额定频率	油重 kg	总重 kg	序号	制造厂	生产日期	投运日期
355	BFMHS42/√3-2500+2500-1W	42/√3	103+103	2500+2500	50	1700	4780	J04060202	青岛恒顺电器公司		
355	BFMHS42/√3-2500+2500-1W	42/√3	103+103	2500+2500	50	1700	4780	J04060201	青岛恒顺电器公司		
355	BFMHS42/√3-2500+2500-1W	42/√3	103+103	2500+2500	50	1700	4780	J04060203	青岛恒顺电器公司		

附表八 电容器用电抗器铭牌参数表

设备编号	型号	额定电压	额定容量	额定电流	冷却方式	额定端电压	重量	制造厂	生产日期	投运日期
	CKDK-35/300-12	35	300	104.167	AN	2.88	434	桂林五环电器有限公司		

附表九 避雷器铭牌数据

运行编号	型号	额定电压 (kV)	出厂编号	持续运行电压	生产厂家	直流参考电压	记录器型号	投运日期
219	Y10W-200/520W	220kV	F315A F316B F317C	143kV	北京电力设备总厂电器厂	296.7kV	BLJ2B-10/800	
1号主变	Y10W-200/520W	200kV	F318C	146kV	北京电力设备总厂电器厂	296.7kV	BLJ2B-10/800	

220kV侧			F319B F320A					
1号主变 110kV侧	Y10W-100/260W	100kV	F395C F786B F785A	73kV	北京电力设备 总厂电器厂	148.2kV	BLJ2B-10/800	
1号主变 35kV侧	Y5W2-G/134W	51kV	F188C F187B F189A	40.8kV	北京电力设备 总厂电器厂	78.8kV	BLJ2B-10/800	
119	Y10W-100/260W	100kV	F389C F388B F387A	73kV	北京电力设备 总厂电器厂	148.2kV	BLJ2B-10/800	

附表十 站用变铭牌数据

设备编号	型号	额定容量 (kVA)	接线组别	冷却 方式	油重	总重	生产厂家	出厂 日期	投运 日期
300	S11630/35	630	Yyno	ONAN	700kg	2620kg	包头青电		

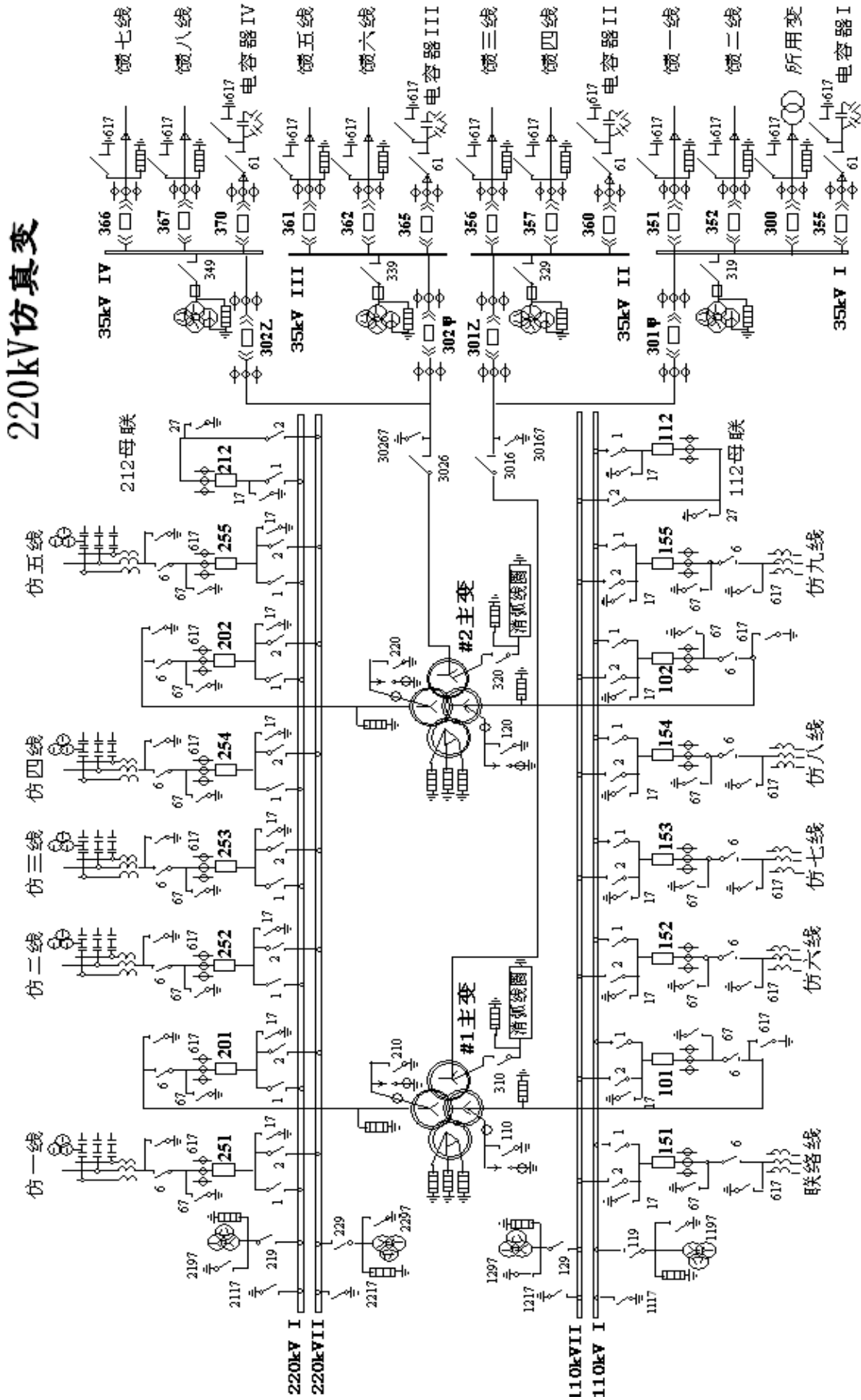
附表十一 消弧线圈铭牌数据表

执行标准	GB10229-88	出厂序号	X-1124	出厂日期	2004.11
产品型号	XDZJ1-550/35	冷却方式	油浸自冷	器身重	1030kg
产品代号	TX1132.138	CT变比	25/5	油重	1000kg
系统电压	35kV	油面温升	75k	总重	2400kg
额定电压	22.2kV	额定电流	25A	绝缘水平	LI200AC85
工作时限	2h	制造厂家	北京电力设备总厂		
投运日期					

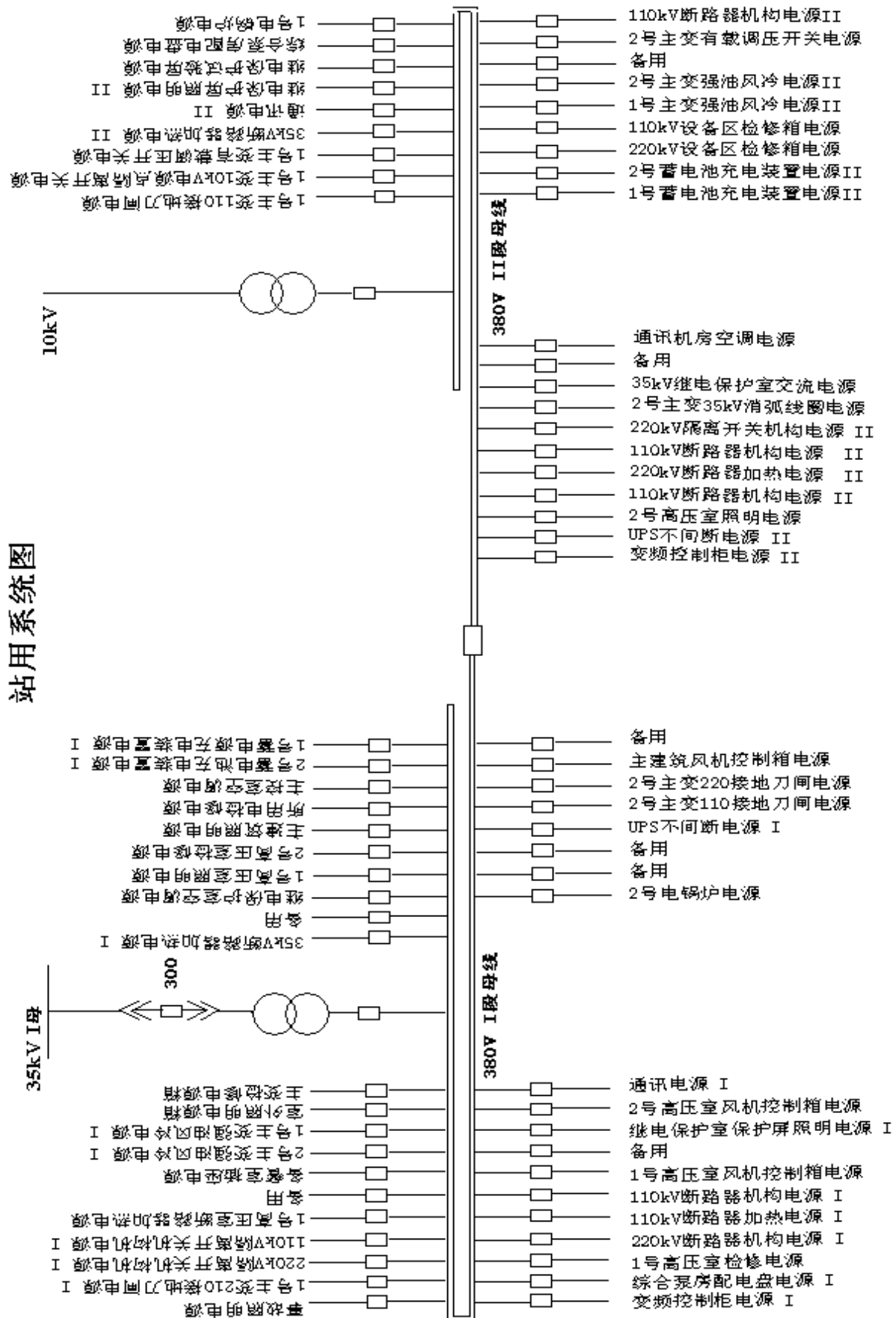
附表十二 消弧线圈有载分接开关铭牌数据表

执行标准	GB10230-88	调流级数	9级	过渡电阻	38欧
型号	DYZ-35/100-9B	产品重量	120kg	产品编号	043244
电动机电源	220v	出厂日期	2004.10	配消弧线圈最 大容量	550kVA
额定调流值	100A	制造厂家	保定天泰电力设备有限公司		
投运日期					

附图一 220kV 仿真站一次系统图



附图二 220kV 仿真站站用系统图



附图三 220kV 仿真站直流系统图

